

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**PROPUESTA DE MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE
PROTECCIONES EN 13,8 KV ASOCIADO A LA
INTERCONEXIÓN ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL
CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA
REFINERÍA PUERTO LA CRUZ DE PDVSA**

REALIZADO POR:

JAVIER ALEXANDER CAZORLA ESPINOZA

C.I: 28.279.326

Trabajo de grado presentado ante la Universidad de Oriente como requisito parcial
para optar al título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

BARCELONA, JUNIO 2025

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**PROPUESTA DE MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE
PROTECCIONES EN 13,8 KV ASOCIADO A LA
INTERCONEXIÓN ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL
CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA
REFINERÍA PUERTO LA CRUZ DE PDVSA**

ASESORES:

Asesor Académico

Ing. Jesús Brum

Asesor Industrial

Ing. Yoan Millán

BARCELONA, JUNIO 2025

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE ELECTRICIDAD



**PROPUESTA DE MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE
PROTECCIONES EN 13,8 KV ASOCIADO A LA
INTERCONEXIÓN ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL
CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA
REFINERÍA PUERTO LA CRUZ DE PDVSA**

JURADO CALIFICADOR:

El jurado hace constar que asignó a este Trabajo de Grado la calificación de:

Asesor Académico

Ing. Jesús Brum

Jurado Principal

Ing. Nelson Gil

Jurado Principal

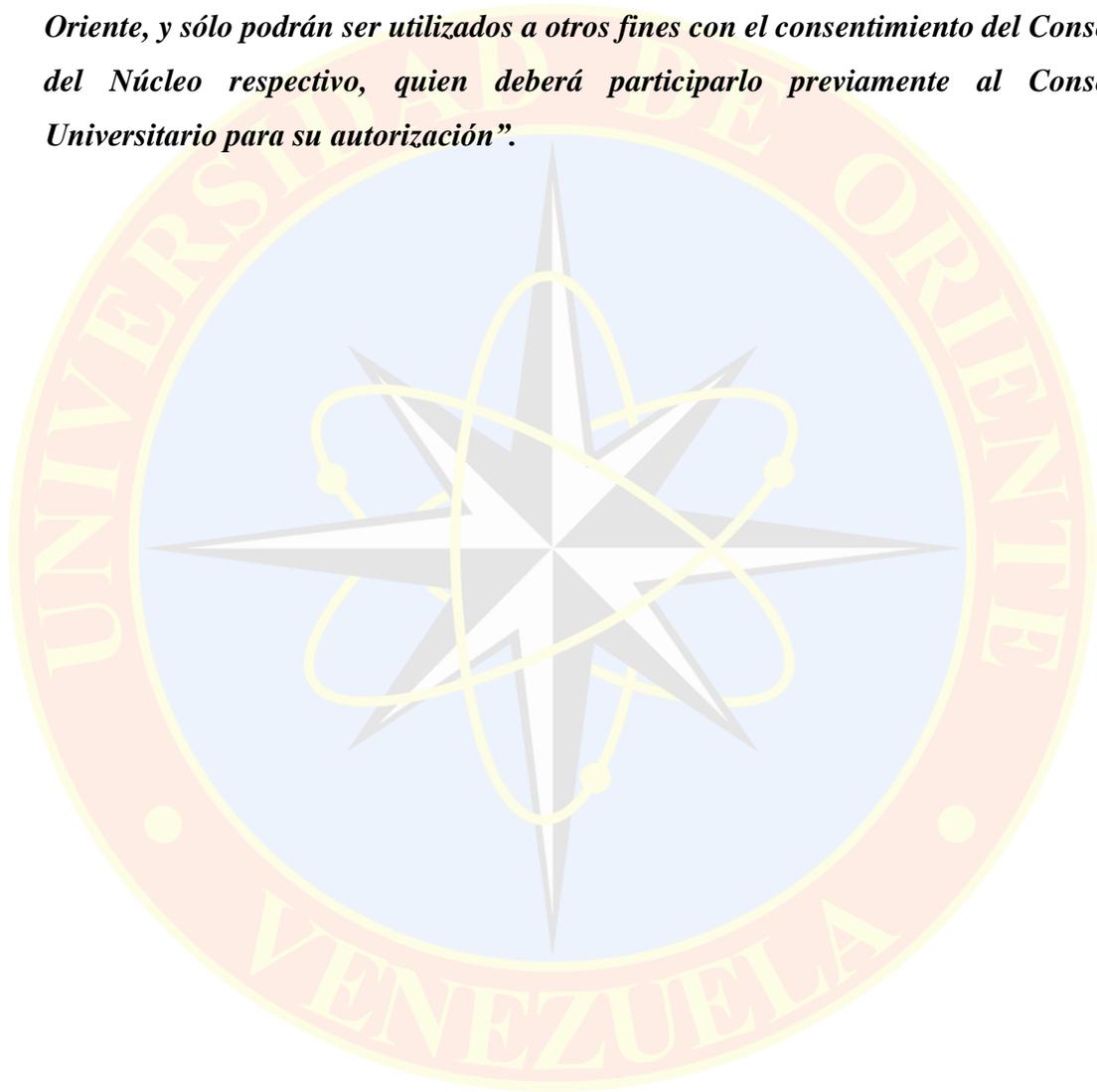
Ing. Adriana Méndez

BARCELONA, JUNIO 2025

RESOLUCIÓN

De acuerdo con el artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo del Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario para su autorización”.



DEDICATORIA

A mis padres, Alescander Cazorla y Lina Espinoza, quienes me han apoyado en todo durante toda mi vida y siempre han estado ahí para mí y para lo que necesite. Porque siempre me han dado todo lo que tienen y me han enseñado todo lo que saben.

A mi abuelita, Carmen Teresa Velásquez, porque cada día de mi vida me demuestra lo feliz y orgullosa que se siente por mí.

A mis hermanos, Alescander Cazorla y José Carlos Cazorla, por ser un apoyo constante en mi vida.

A Paola Meléndez, quien con su amor incondicional me ha acompañado durante todos estos años apoyándome en todo momento, siendo el pilar que me sostiene, y ayudándome a seguir esforzándome cada día para lograr todos los objetivos que me proponga.

AGRADECIMIENTOS

A mi madre, Lina Espinoza, por ser la mujer más fuerte que conozco y mi ejemplo a seguir; porque nunca te rindes y me demuestras eso cada día que pasa. Porque me has enseñado a siempre seguir mis sueños y no rendirme. Gracias por todo tu amor y comprensión. Este logro tan grande es gracias a ti, por ser un apoyo imprescindible en mi vida. ¡Te amo!

A mi padre, Alescander Cazorla, porque me has enseñado mucho, tanto lo que está bien como lo que está mal. Me has apoyado en todos mis proyectos y siempre has estado ahí para lo que sea que necesite, enseñándome a esforzarme para cumplir mis metas. Te amo, papá.

A mis hermanos, Alescander y José Carlos, con quienes he compartido toda mi vida y siempre han sabido escucharme. Gracias por todos los momentos que pasamos juntos, por las risas, los momentos de aburrimiento, las peleas y las reconciliaciones. Gracias por todas las conversaciones sin sentido y todas las conversaciones importantes, gracias por apoyarme y por siempre estar.

A los demás miembros de mi familia, en especial a mi tío Nelson Méndez quien siempre estuvo pendiente de mí y estuvo dispuesto a ayudarme. Sin tu ayuda no hubiera logrado esto tan rápido, pues tú me abriste las puertas a mi primera experiencia en el mundo laboral, consiguiéndome mis pasantías de grado. Gracias por todo tu apoyo.

A Paola Meléndez, que las palabras no me alcanzan para describir la gratitud que siento hacia ti. Gracias porque siempre has sido tú, siempre has estado conmigo en toda esta travesía, apoyándome en todo momento, creyendo en mí, ayudándome, haciendo mi vida más fácil y esforzándote a mi lado para cumplir esta meta tan importante para nosotros. Tú has sido una pieza fundamental en mi éxito y quiero que eso se mantenga de esa forma hoy, mañana y siempre. Gracias por ser mi compañera de vida. ¡Te adoro!

A las increíbles personas que conocí en esta carrera y que también me han acompañado desde el inicio: Riccio García, Gabriel Figuera, Wolfgang Bandres, Maiquel Paradas, Diego González, Miguel Zabala, Luisana Marín; no pude haber pedido mejores amigos que ustedes. Simplemente gracias por todo el apoyo y las colaboraciones que hemos tenido unos con otros. Gracias por haber compartido conmigo tantas risas, momentos de estrés, noches de angustia y de incertidumbre; gracias por los chistes, por los días de estudio que terminaban en tardes de juegos y, en definitiva, gracias por toda su ayuda, sin ustedes esto no hubiera sido posible.

A mi tutor académico, Jesús Brum, porque me has enseñado mucho y me has guiado a lo largo de todo este proceso. Gracias por tu paciencia y dedicación, por tu ayuda constante y tu compromiso conmigo. Por compartir tus conocimientos de sistemas de potencia y protecciones y ser un modelo a seguir en mi formación profesional como ingeniero electricista.

A mi tutor industrial, Yoan Millán, por aceptarme como pasante e incluirme en tu día a día durante todos esos meses en los que te dedicaste a enseñarme lo que sabes, no solo de electricidad sino también de la vida; gracias por compartir tu experiencia conmigo y lograr que el tiempo que pasé contigo y con el equipo de Servicios Eléctricos haya sido una experiencia única.

Al equipo de Servicios Eléctricos: Jossue Galdona, José Rodríguez, Luis Silva, Gabriel Arias, Freddy Irigoyen, Ángel Tablero, Karla Ruiz; muchas gracias por el buen trato y por brindarme esta experiencia tan bonita que pasé con ustedes. Agradecimiento especial para los primeros dos, porque cada mañana me hacían sentir bienvenido con sus chistes, su carisma y sus buenas vibras.

Al equipo de electricidad de Gerencia Técnica: Cristina Pérez, Ana Álvarez, Alirio Cova, Nelson Rodríguez y Jaén Tovar, por hacer de mis pasantías una experiencia muy enriquecedora. Gracias por todas sus enseñanzas y su disponibilidad

para llevarnos a campo, gracias por tomarme en cuenta y por siempre estar dispuestos a compartir sus conocimientos conmigo y con mis compañeros.

A mis profesores: Nelson Gil, Adriana Méndez, José Bernardo Peña, Héctor León, Héctor Larez, Luis Parraguez, Simón Ramírez, Edna Arreaza, Rigoberto Alcalá y nuevamente a mi tutor Jesús Brum, les agradezco enormemente por su valioso tiempo, dedicación y compromiso, así como por compartir su conocimiento y experiencia. Gracias por enseñarme tanto; no sería lo que soy hoy sin la contribución de cada uno de ustedes.

Por último, pero no menos importante, a la Universidad de Oriente, la casa más alta. Gracias por recibirme y brindarme la oportunidad de formarme en el Núcleo de Anzoátegui en mi camino de convertirme en ingeniero. Gracias por toda la educación y el conocimiento otorgado.

RESUMEN

En el presente trabajo se realizó un estudio para modernizar el sistema de protecciones en 13,8 kV perteneciente al centro de distribución de potencia RPLC en la refinería Puerto La Cruz de PDVSA. Para la ejecución de este trabajo, se describió el sistema eléctrico de la refinería Puerto La Cruz haciendo énfasis especial en el centro de distribución de potencia RPLC, describiendo cada uno de sus circuitos asociados y sus dispositivos de protección existentes junto con sus correspondientes ajustes para posteriormente definir los nuevos esquemas de protección de barras y alimentadores, así como de transformadores y motores. Además, se realizó un estudio de flujo de potencia y de cortocircuito, para obtener los perfiles de voltaje del sistema eléctrico bajo diferentes configuraciones y conocer las máximas corrientes de carga de cada circuito, así como los niveles de cortocircuito en las principales barras del sistema, todo esto empleando la herramienta computacional ETAP. Seguidamente, utilizando el método de Pugh, se elaboró una matriz de selección para elegir los dispositivos electrónicos inteligentes que formarán parte del nuevo sistema de protecciones del centro de distribución de potencia RPLC. Finalmente, gracias a los datos recopilados, se determinaron los nuevos ajustes de las funciones de sobrecorriente temporizada de fase y neutro a implementar en los dispositivos electrónicos inteligentes seleccionados y así realizar una coordinación de protecciones eficiente y selectiva ante posibles fallas, que logre garantizar la seguridad del personal y la integridad de los equipos asociados al sistema.

ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTOS	vi
RESUMEN	ix
ÍNDICE GENERAL	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xv
ÍNDICE DE TABLAS	xix
CAPÍTULO I	21
EL PROBLEMA	21
1.1. Planteamiento del problema	21
1.2. Objetivos	23
1.2.1. Objetivo general	23
1.2.2. Objetivos específicos	23
1.3. Justificación	23
1.4. Alcance	24
1.5. Limitación	24
1.6. Petróleos de Venezuela S.A.	25
1.6.1. Objetivo de la empresa	25
1.6.2. Reseña histórica	25
1.7. Complejo Refinador Oriente	27
1.7.1. Ubicación geográfica	27

1.8. Refinería Puerto La Cruz	28
1.8.1. Misión	29
1.8.2. Visión.....	30
1.8.3. Principales procesos de la refinería Puerto La Cruz	30
1.8.4. Estructura organizativa	32
CAPÍTULO II.....	34
MARCO TEÓRICO	34
2.1. Antecedentes.....	34
2.2. Bases teóricas.....	36
2.2.1. Subestación eléctrica	36
2.2.2. Centro de distribución de potencia	36
2.2.3. Celdas	36
2.2.4. Cortocircuito	36
2.2.5. Estudio de cortocircuito.....	37
2.2.6. Estudio de flujo de potencia	37
2.2.7. Sistema de protecciones eléctricas.....	37
CAPÍTULO III.....	44
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN 13,8 KV ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ	44
3.1. Subestación “A”.....	45
3.1.1. Circuitos asociados a la subestación “A”	47
3.2. Subestación Planta Eléctrica.....	48

3.2.1. Circuitos asociados a la subestación Planta Eléctrica.....	50
3.3. Centro de distribución de potencia RPLC	51
3.3.1. Circuitos asociados al centro de distribución de potencia RPLC	52
3.4. Sistema de protecciones del centro de distribución de potencia RPLC..	55
CAPÍTULO IV	56
DEFINICIÓN DE LOS NUEVOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN 13,8 KV ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ	56
4.1. Esquema de protección de barra y alimentador	56
4.2. Esquema de protección de transformador.....	59
4.3. Esquema de protección de motor.....	61
CAPÍTULO V	64
ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO EN RÉGIMEN PERMANENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN 13,8 KV ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ	64
5.1. Premisas de simulación.....	65
5.2. Escenarios de operación del sistema.....	66
5.2.1. Escenario 1.....	66
5.2.2. Escenario 2.....	69
5.2.3. Escenario 3.....	73
5.2.4. Escenario 4.....	77
CAPÍTULO VI	82

SELECCIÓN DE LOS NUEVOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO EN 13,8 KV ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ.....	82
6.1. Matriz de evaluación técnica	82
6.2. Criterios a considerar en la matriz de evaluación técnica.....	83
6.3. Alternativas a evaluar en la matriz de selección.....	85
6.4. Especificaciones técnicas de los relés de protección.....	88
6.4.1. Easergy MiCOM P14x	88
6.4.2. Multilin 850	89
6.4.3. Siprotec 7SJ81	90
6.5. Resultados de la matriz de evaluación técnica	91
6.6. Análisis de resultados de la matriz de evaluación técnica.....	91
CAPÍTULO VII.....	92
EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN 13,8 KV ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ	92
7.1. Consideraciones para los ajustes	92
7.2. Ajustes de los circuitos de salida del PDC RPLC	94
7.2.1. Circuitos 4E y 2F	95
7.2.2. Circuitos 5E y 3F.....	96
7.2.3. Circuito 4F.....	97
7.2.4. Circuitos 6E y 7F.....	99

7.2.5. Circuitos 7E	100
7.2.6. Circuitos 8E y 8F.....	101
7.3. Ajustes de los alimentadores de llegada al PDC RPLC	103
7.3.1. Circuitos 3E y 6F.....	103
7.3.2. Circuitos 16A y 8B	105
7.4. Gráficos de coordinación.....	107
7.4.1. Gráficos de coordinación de fase – circuitos de la barra E.....	108
7.4.2. Gráficos de coordinación de fase – circuitos de la barra F.....	114
7.4.3. Gráficos de coordinación de neutro – circuitos de la barra E.....	121
7.4.4. Gráficos de coordinación de neutro – circuitos de la barra F.....	127
CONCLUSIONES.....	134
RECOMENDACIONES	136
BIBLIOGRAFÍA	137
ANEXOS	139
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	144

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Ubicación geográfica del Complejo Refinador Oriente. (PDVSA Refinación Oriente, 2024)	28
Figura 1.2. Esquema del proceso del proyecto VALCOR. (PDVSA Refinación Oriente, 2024).	29
Figura 1.3. Estructura organizativa del Complejo Refinador Oriente. (Gerencia de Servicios Eléctricos, 2024).	33
Figura 3.1. Subestación “A” (Delgado, 2013).	45
Figura 3.2. Transformadores XFR-53-5X01 y XFR-53-5X02 (Díaz, 2022).....	46
Figura 3.3. Diagrama unifilar de la S/E “A” (Fuente propia, 2024).	47
Figura 3.4. Subestación Planta Eléctrica (Delgado, 2013).	49
Figura 3.5. Diagrama unifilar de la S/E Planta Eléctrica (Gerencia de Servicios Eléctricos, 2024).	50
Figura 3.6. Barras “E” y “F” del PDC RPLC (Fuente Propia, 2024).	52
Figura 3.7. Diagrama unifilar del PDC RPLC (Fuente Propia, 2024).	54
Figura 4.1. Esquema de protección de barra y alimentador (Fuente propia, 2024).	58
Figura 4.2. Esquema de enclavamiento basado en sobrecorriente para protección de barra y alimentadores (Fuente propia, 2024).	59
Figura 4.3. Esquema de protección de transformador (Fuente propia, 2024). ..	60
Figura 4.4. Esquema de protección de motor (Fuente propia, 2024).	63
Figura 5.1. Escenario de operación número 1 (Fuente propia, 2024).	66

Figura 5.2. Escenario de operación número 2 (Fuente propia, 2024).....	70
Figura 5.3. Escenario de operación número 3 (Fuente propia, 2024).....	74
Figura 5.4. Escenario de operación número 4 (Fuente propia, 2024).....	78
Figura 6.1. Relé MiCOM P14x (Schneider Electric, 2024).	85
Figura 6.2. Relé Multilin 850 (General Electric, 2024).....	86
Figura 6.3. Relé Siprotec 7SJ81 (Siemens, 2024).	87
Figura 7.1. Gráfico de coordinación de fase - circuitos barra E (Fuente propia, 2025).....	108
Figura 7.2. Gráfico de coordinación de fase – circuito 4E (Fuente propia, 2025).	109
Figura 7.3. Gráfico de coordinación de fase – circuito 5E (Fuente propia, 2025).	110
Figura 7.4. Gráfico de coordinación de fase – circuito 6E (Fuente propia, 2025).	111
Figura 7.5. Gráfico de coordinación de fase – circuito 7E (Fuente propia, 2025).	112
Figura 7.6. Gráfico de coordinación de fase – circuito 8E (Fuente propia, 2025).	113
Figura 7.7. Gráfico de coordinación de fase - circuitos barra F (Fuente propia, 2025).....	114
Figura 7.8. Gráfico de coordinación de fase – circuito 2F (Fuente propia, 2025).	115
Figura 7.9. Gráfico de coordinación de fase – circuito 3F (Fuente propia, 2025).	116

Figura 7.10. Gráfico de coordinación de fase – circuito 4F (Fuente propia, 2025).	117
Figura 7.11. Gráfico de coordinación de fase – circuito 7F (Fuente propia, 2025).	118
Figura 7.12. Gráfico de coordinación de fase – circuito 8F (Fuente propia, 2025).	119
Figura 7.13. Gráfico de coordinación de neutro - circuitos barra E (Fuente propia, 2025).	121
Figura 7.14. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 4E (Fuente propia, 2025).	122
Figura 7.15. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 5E (Fuente propia, 2025).	123
Figura 7.16. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 6E (Fuente propia, 2025).	124
Figura 7.17. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 7E (Fuente propia, 2025).	125
Figura 7.18. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 8E (Fuente propia, 2025).	126
Figura 7.19. Gráfico de coordinación de neutro - circuitos barra F (Fuente propia, 2025).	127
Figura 7.20. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 2F (Fuente propia, 2025).	128
Figura 7.21. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 3F (Fuente propia, 2025).	129

Figura 7.22. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 4F (Fuente propia, 2025).....	130
Figura 7.23. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 7F (Fuente propia, 2025).....	131
Figura 7.24. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 8F (Fuente propia, 2025).....	132

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1. Valores nominales de los transformadores XFR-53-5X01 y XFR-53-5X02.	47
Tabla 3.2. Circuitos asociados a la subestación “A”.	48
Tabla 3.3. Especificaciones técnicas de los turbogeneradores.	50
Tabla 3.4. Circuitos alimentados desde la S/E Planta Eléctrica.	51
Tabla 3.5. Circuitos pertenecientes al centro de distribución de potencia RPLC.	53
Tabla 3.6. Características de los circuitos pertenecientes al PDC RPLC.	54
Tabla 3.7. Ajustes de los relés del centro de distribución de potencia RPLC. ..	55
Tabla 5.1. Voltajes nominales del sistema y rangos del voltaje de servicio.....	64
Tabla 5.2. Perfiles de voltaje y carga en barras principales. Escenario 1.....	67
Tabla 5.3. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra E. Escenario 1.....	67
Tabla 5.4. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra F. Escenario 1.....	68
Tabla 5.5. Corrientes de cortocircuito de interrupción y en estado estable. Escenario 1.....	69
Tabla 5.6. Perfiles de voltaje y carga en barras principales. Escenario 2.....	71
Tabla 5.7. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra E. Escenario 2.....	71
Tabla 5.8. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra F. Escenario 2.....	72

Tabla 5.9. Corrientes de cortocircuito de interrupción y en estado estable. Escenario 2.....	73
Tabla 5.10. Perfiles de voltaje y carga en barras principales. Escenario 3.....	75
Tabla 5.11. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra E. Escenario 3.....	75
Tabla 5.12. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra F. Escenario 3.....	76
Tabla 5.13. Corrientes de cortocircuito de interrupción y en estado estable. Escenario 3.....	77
Tabla 5.14. Perfiles de voltaje y carga en barras principales. Escenario 4.....	79
Tabla 5.15. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra E. Escenario 4.....	79
Tabla 5.16. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra F. Escenario 4.....	80
Tabla 5.17. Corrientes de cortocircuito de interrupción y en estado estable. Escenario 4.....	81
Tabla 6.1. Matriz de evaluación técnica	91
Tabla 7.1. Constantes de las curvas de tiempo inverso (ANSI C37.90).....	93
Tabla 7.2. Ajustes de los circuitos de llegada. (Fuente propia).....	106
Tabla 7.3. Ajustes de los circuitos de salida. (Fuente propia)	107

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

En este capítulo se presenta la estructura y las diversas actividades que efectúa Petróleos de Venezuela, haciendo énfasis en las características más resaltantes del Complejo Refinador Oriente y la refinería Puerto la Cruz. Además, se presenta la problemática que se pretende solventar a lo largo de este proyecto, así como los objetivos que se seguirán en forma ordenada para lograr una solución viable, que cumpla con los requerimientos de la empresa y se encuentre enmarcada en la delimitación y la justificación establecida.

1.1. Planteamiento del problema

Petróleos de Venezuela S.A. es la empresa nacional encargada de todas las actividades referentes a la industria petrolera, tal como la exploración, producción, transporte y mercadeo de los hidrocarburos del país. PDVSA cuenta con tres grandes centros de refinación: la refinería El Palito, el Complejo Refinador de Paraguaná (C.R.P) y el Complejo Refinador de Oriente (C.R.O), siendo este último uno de los centros de procesamiento de crudo más importante del país, debido a su capacidad de producción y su ubicación estratégica en el estado Anzoátegui. El C.R.O está compuesto por 3 refinerías, la refinería Puerto La Cruz, la refinería El Chaure y la refinería San Roque. Este complejo se encarga de la producción de gasolina, nafta, kerosene, gasoil y otros productos utilizados para suplir a la región e incluso exportarlos al mercado extranjero.

En la refinería Puerto La Cruz se encuentra la subestación Planta Eléctrica, la cual es el centro de generación y distribución principal del C.R.O. Dicha subestación cuenta con cuatro turbogeneradores identificados como TG-6, TG-7, TG-8 y TG-9, con capacidades de 15,7 MW, 20 MW, 20 MW y 15,7 MW respectivamente, para una capacidad nominal total de 71,4 MW, a un nivel de voltaje de 13,8 kV. Este parque de generación se encarga de suministrar la energía requerida por las unidades de

destilación atmosférica, las diferentes subestaciones del complejo que alimentan las diversas plantas de procesos y a los centros de distribución de potencia que se encargan de distribuir la energía eléctrica a otras cargas adicionales. El centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz se encarga de distribuir la energía eléctrica a áreas como OSAMCO, SISO, la subestación casa de bombas, la subestación bombas de transferencia, entre muchas otras; lo que hace que sea un pilar fundamental para mantener el sistema eléctrico funcionando de manera eficiente y confiable.

En caso de ocurrencia de alguna falla es necesario contar con un sistema de protección que pueda aislar al sistema eléctrico ante perturbaciones, evitando de esta manera posibles daños materiales y/o personales que se pudiesen generar. Un sistema de protecciones que no esté correctamente ajustado puede ocasionar la actuación errónea de los dispositivos de protección, lo cual puede producir problemas graves como daño a equipos, debido a altas corrientes de cortocircuito que no son despejadas a tiempo, o la pérdida de energía eléctrica en circuitos que no deberían ser afectados por fallas en otras áreas, demostrando de esta manera una falta de selectividad, y trayendo como consecuencia una calidad de servicio poco eficiente. El centro de distribución de potencia RPLC, a pesar de su importancia, posee equipos desactualizados que no permiten guardar registros de los eventos ocurridos, complican la procura de repuestos, dificultan la comunicación entre relés de protección y restringen los márgenes de coordinación ya que no cuentan con varios tipos de curvas o grados de inversidad, lo cual hace que presenten problemas para implementar ajustes que garanticen el despeje selectivo de fallas, que puedan presentarse en el sistema.

Para asegurar el funcionamiento óptimo, confiable y seguro en un sistema eléctrico, es fundamental contar con un sistema de protecciones eficiente. Es por ello, que el objetivo de este proyecto de investigación es proponer la modernización del sistema de protecciones en 13,8 kV del sistema eléctrico asociado a la interconexión entre Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz. Para lograr esto en primer lugar se describirá el sistema eléctrico de potencia entre Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia, para posteriormente,

definir nuevos esquemas de protección que apliquen al sistema eléctrico mencionado; seguidamente se estudiará el comportamiento en régimen permanente de dicho sistema y gracias a eso seleccionar los nuevos dispositivos de protección para de esta manera, finalmente, evaluar la coordinación del sistema de protecciones eléctricas.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Proponer la modernización del sistema de protecciones en 13,8 kV asociado a la interconexión entre Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz de PDVSA.

1.2.2. Objetivos específicos

1. Describir el sistema eléctrico de potencia en 13,8 kV entre Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz.

2. Definir los nuevos esquemas de protección del sistema eléctrico en 13,8 kV entre Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz.

3. Estudiar el comportamiento en régimen permanente del sistema eléctrico en 13,8 kV entre Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz.

4. Seleccionar los nuevos dispositivos de protección para el sistema eléctrico en 13,8 kV entre Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz.

5. Evaluar la coordinación de protecciones del sistema eléctrico en 13,8 kV entre Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz.

1.3. Justificación

El centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz presenta un sistema de protecciones que, debido a su antigüedad y a la falta de mantenimiento

adecuado, ha alcanzado su vida útil. Esta situación genera una serie de riesgos entre los que destacan una mayor probabilidad de fallas, debido a que los equipos son más susceptibles a averías, lo que puede ocasionar interrupciones en el suministro eléctrico y afectar la producción de la refinería y al personal que en ella opera. También produce una disminución de la selectividad pues la falta de coordinación entre los dispositivos de protección puede provocar la desconexión de secciones sanas de la red, ampliando el alcance de las interrupciones y generando pérdidas económicas significativas debido a la paralización de los procesos productivos y a los costos de reparación.

Ante este panorama, se hace necesaria una modernización integral del sistema de protecciones, con el objetivo de garantizar la continuidad del servicio eléctrico, mejorar la seguridad operacional y optimizar la gestión de la energía.

1.4. Alcance

La presente propuesta tiene como finalidad evaluar las alternativas tecnológicas disponibles y diseñar una solución que permita incrementar la confiabilidad, la selectividad y la velocidad de respuesta del sistema de protección, adaptándolo a las nuevas exigencias de la industria y a las normas internacionales vigentes.

1.5. Limitación

El presente trabajo se limita a la selección de nuevos dispositivos de protección para alimentadores y barras, y al cálculo de los ajustes de las protecciones de sobrecorriente temporizada de fase y neutro de los dispositivos de protección en las celdas del centro de distribución de potencia y en las celdas de salida hacia dicha subestación ubicadas en la S/E Planta Eléctrica.

Para el desarrollo de los cálculos de los ajustes de las protecciones, se asume que las características de los transformadores de corriente existentes se mantienen constantes y no se considera un cambio en su relación de transformación pues no es parte del alcance del proyecto la selección de nuevos transformadores de medida.

1.6. Petróleos de Venezuela S.A.

PDVSA es la principal empresa de la República Bolivariana de Venezuela, que tiene bajo su responsabilidad llevar a cabo los procesos de exploración, producción, refinación, mercadeo y transporte del petróleo venezolano. Es una de las corporaciones energéticas más importantes del mundo, expandida en todo el territorio nacional, teniendo facilidad de acceso al Mar Caribe y a su vez conectada por medio de oleoductos a los campos de producción de petróleo en todo el país, lo que la sitúa en una posición geoestratégica privilegiada, teniendo cómodo acceso a los principales mercados petroleros mundiales. Su principal misión es satisfacer a la nación venezolana, mejorando continuamente el rendimiento de la empresa, su contribución directa e indirecta al desarrollo económico del país y su colaboración con las comunidades a lo largo y ancho de Venezuela.

1.6.1. Objetivo de la empresa

PDVSA tiene la responsabilidad de mejorar los requerimientos de hidrocarburos, tanto para su consumo interno como para satisfacer las necesidades de exploración, producción, refinación e importación y cualquier otra actividad relacionada al sector petrolero, así como la ejecución eficiente de las mismas. Otro de sus objetivos es promover otras sociedades que tengan por objeto realizar actividades en materia de recursos energéticos, fósiles y petroquímicos. También tiene como objetivo cumplir con los requerimientos sociales, comunitarios y conservacionistas, contribuir a fomentar la eficiencia y profesionalismo de la industria a través del desarrollo de recursos humanos altamente capacitados y motivados, además de sustentar y apoyar el desarrollo económico y social del país utilizando al máximo todos los recursos que tiene disponible.

1.6.2. Reseña histórica

La empresa Petróleos de Venezuela S.A. empezó a surgir como resultado de un proceso de integración de empresas llevado a cabo por el gobierno nacional. La

principal industria del país se quedó plasmada en el decreto presidencial N° 1.123 del 30 de agosto de 1975 y registrada el 15 de septiembre del mismo año, dando cumplimiento a la Ley Orgánica que Reserva al Estado, la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos Nacionales, publicada en Gaceta oficial N° 1.170.

Durante el primer año de operación, PDVSA contó inicialmente con 14 filiales (finalmente serían tres: Lagoven, Maraven y Corpoven) que absorbieron las actividades de las concesionarias que estaban en Venezuela; al año siguiente son nacionalizadas y empiezan a operar como subsidiarias de PDVSA.

Dentro de esta fase, inicia acciones en 1976, el Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (INTEVEP), destinado a efectuar los estudios e investigaciones necesarias para garantizar el alto nivel de los productos y procesos dentro de la industria petrolera. Asimismo, dos años después se crea Petroquímica de Venezuela S.A. (Pequiven), dirigida a organizar el negocio de la producción petroquímica. A finales de 1997 la corporación energética venezolana creó la empresa de PDVSA Petróleo y Gas, la cual está constituida por tres grandes divisiones: PDVSA Exploración y Producción, PDVSA Manufactura y Mercadeo, y PDVSA Servicios, cada una de estas divisiones a su vez está integrada por diversas empresas y unidades de negocio, ubicadas tanto en Venezuela como en el exterior.

PDVSA logra ser considerada, gracias a su calidad y responsabilidad, como una empresa confiable en el suministro de grandes volúmenes de petróleo a nivel mundial. La responsabilidad de manufactura y mercadeo pasa por integrar todos los sistemas de refinación ubicados en el país. En esta fase, Petróleos de Venezuela se consolida como una de las principales empresas petroleras multinacionales.

En la actualidad, PDVSA está dividida geográficamente en cuatro grandes sectores: Occidente, Centro, Oriente y Sur; en los cuales se encuentra inmerso el sistema de refinación de la empresa de la siguiente manera: Centro de Refinación Paraguaná (Edo. Falcón), considerado el más grande del mundo con una producción de 956 Mil Barriles por Día (MBD); el Complejo Refinador Oriente (Edo. Anzoátegui)

con una capacidad de 210 MBD, y El Palito (Edo. Carabobo) con 140 MBD de producción.

1.7. Complejo Refinador Oriente

El Complejo Refinador Oriente (C.R.O) está ubicado en la costa nororiental de Venezuela, específicamente en el estado Anzoátegui, lo conforman la refinería Puerto La Cruz, refinería El Chaure y refinería San Roque, este centro es uno de los procesadores de crudo más importantes de PDVSA, ya que cuenta con una producción 210 MBD de crudo, además posee uno de los terminales marítimos más estratégicos del país, puesto que tiene facilidades de acceso desde el Mar Caribe y adicionalmente conecta por oleoductos a los campos de producción de Anzoátegui y Monagas.

Los productos obtenidos en este complejo de refinación (GLP, naftas, gasolinas, jet, diesel, residual y parafina) se destinan en un 44% al mercado local y a transferencias entre las refinerías del circuito nacional; adicionalmente la producción excedente de 56% se destina al mercado de exportación.

1.7.1. Ubicación geográfica

En la figura 1.1 se observan las ubicaciones de las tres refinerías que conforman el C.R.O; la refinería Puerto La Cruz está ubicada en la costa nororiental del país al este de la ciudad de Puerto La Cruz en el estado Anzoátegui, la refinería El Chaure está ubicada en el municipio Guanta y la refinería San Roque está ubicada en el centro del estado Anzoátegui en el municipio Santa Ana.

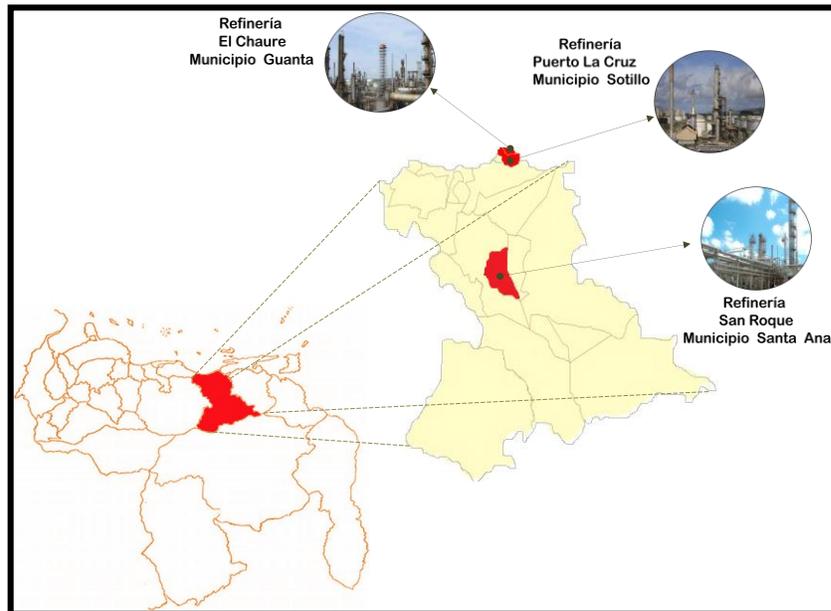


Figura 1.1. Ubicación geográfica del Complejo Refinador Oriente. (PDVSA Refinación Oriente, 2024)

1.8. Refinería Puerto La Cruz

La refinería Puerto La Cruz (RPLC) fue construida en el año de 1948 por la empresa VENGREF. Comprende lo que fue la Venezuela Gulf Company, teniendo el respaldo de los consorcios Mene grande Oil Company y la Texas Petroleum Company.

En 1950 inicia su funcionamiento con la Unidad de Destilación Atmosférica N° 1, procesando 44 mil barriles diarios (MBD), ampliando progresivamente su capacidad. En el lapso comprendido entre 1955 y 1962 se hacen nuevas ampliaciones en la refinería instalando una segunda planta de destilación atmosférica, una planta de destilación catalítica y una planta de alquilación. La producción de esta refinería está dividida en: fuel oil 43%, destilados 34 %, gasolina 15%, crudo reconstruido 7% y otros 1%; provenientes de las siguientes plantas: Unidad de Alquilación, Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado, STG, Unidades de Destilación Atmosférica, Servicios Industriales, Unidades de Fraccionamiento de Nafta y por último la Unidad de Tratamiento MEROX.

Durante el año 2000 la capacidad instalada para el procesamiento de crudo era de 200 MBD y un año después se inicia la construcción del proyecto de Valorización de Corrientes (VALCOR). En el año 2004 entró en funcionamiento dicho proyecto el cual permite aprovechar mediante diversos procesos químicos los subproductos de la refinación que antes se vendían como desechos a otras refinerías. En la figura 1.2 se observa un breve esquema del proceso del proyecto VALCOR, que le otorga a la refinería Puerto La Cruz una importancia renovada en la industria petrolera venezolana.

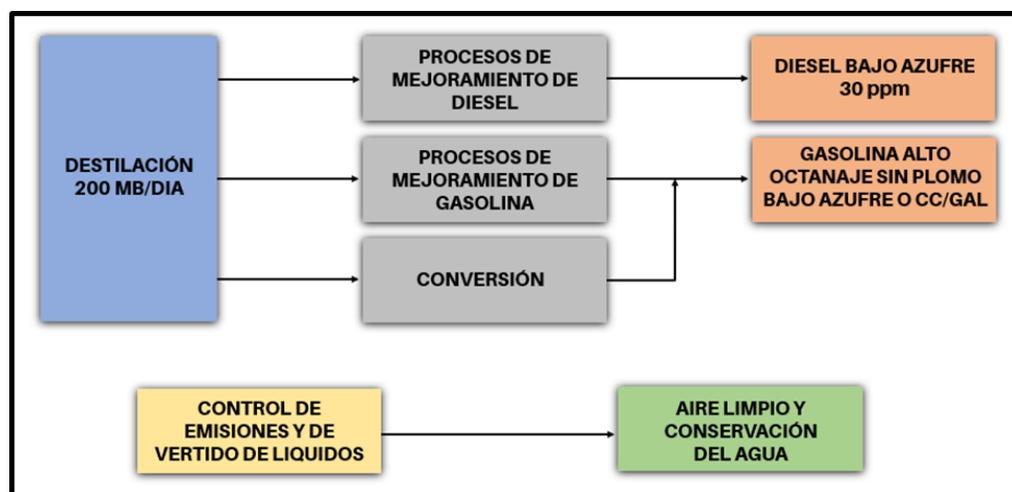


Figura 1.2. Esquema del proceso del proyecto VALCOR. (PDVSA Refinación Oriente, 2024).

1.8.1. Misión

Tiene como máxima misión garantizar el valor agregado al negocio de refinación, a través de la transformación del petróleo y sus derivados en productos de alta calidad, de manera segura, confiable y rentable para la satisfacción de toda la clientela y personal interesado, en armonía con la comunidad y el ambiente. Además de esto la refinería de Puerto La Cruz tiene la misión de surtir de combustible gran parte de la región oriental del país, garantizando el bienestar económico y social de la población.

1.8.2. Visión

Ser una refinería modelo reconocida por su calidad, eficiencia, seguridad, rentabilidad, disciplina y trabajo en equipo para vencer los retos y asegurar el desarrollo continuo de una refinería de clase mundial.

1.8.3. Principales procesos de la refinería Puerto La Cruz

El petróleo no es un producto puro, sino una mezcla de varios hidrocarburos y otras sustancias como azufre, sales, metales y otros elementos; es un líquido aceitoso que presenta una amplia variedad de propiedades físicas y químicas cuyo color varía, siendo los más comunes el verde, el marrón, el negro. Tal como es extraído de las profundidades de la tierra o del mar no es utilizable como combustible ya que requiere de altas temperaturas para arder, y para poder aprovecharlo como fuente de energía o materia prima es necesario separarlo en fracciones adecuadas, consiguiendo preparar a partir de ellas los productos requeridos en las diferentes aplicaciones que requiere el mercado.

La refinación del petróleo incluye las transformaciones químicas necesarias en las cuales el petróleo va a ser “cocinado” debido al uso de altas temperaturas, para producir derivados comercializables, en la que el proceso inicial es la destilación o fraccionamiento de los crudos en grupos de hidrocarburos separados en base a su punto de ebullición.

En la refinería se realizan un gran número de procesos destinados a la refinación del petróleo y la obtención de sus derivados, los cuales son explicados a continuación:

❖ **Destilación atmosférica:** Este es el primer proceso que aparece en cualquier refinería. Consiste en la separación de la mezcla de hidrocarburos líquidos en componentes más específicos, para ello el petróleo es calentado en equipos especiales y pasa a una columna de destilación que opera a presión atmosférica, en la que se vaporizan los diferentes componentes, aprovechando que cada uno de ellos posee un punto de ebullición diferente, para lograr de esta manera separar en diversas fracciones

los elementos que lo componen para la posterior obtención de gasolina, diesel, gasóleo, nafta, gas y residuales, los cuales en su mayoría son enviados a otros procesos para continuar su proceso de refinación, o puestos en el mercado nacional e internacional.

❖ **Destilación al vacío:** Consiste en generar un vacío parcial por dentro del sistema de destilación, para destilar sustancias por debajo de su punto de ebullición normal.

❖ **Desintegración catalítica:** Proceso que consiste en descomponer las moléculas de hidrocarburos más complejas en compuestos de hidrocarburo más simples a nivel molecular por medio de calor extremo en presencia de un catalizador y a alta presión convertirlos en hidrocarburos livianos de cadena corta. La utilización de este proceso permite incrementar el rendimiento de la gasolina y de otros productos importantes que tienen aplicaciones diversas en la industria del petróleo.

❖ **Hidrotratamiento:** Proceso cuyo objetivo es estabilizar catalíticamente los petrolíferos, además de eliminar los componentes contaminantes que contienen. En los combustibles de hoy día se reducen los compuestos de azufre, para evitar daños ambientales por lluvia ácida. Este proceso se basa en el uso de hidrógeno que reacciona a temperaturas comprendidas entre 315 °C y 430 °C y a presiones que varían de 7 a 210kg/cm² con los compuestos de azufre presentes en los hidrocarburos para formar ácido sulfhídrico; en un procesamiento posterior, este compuesto se convierte en azufre elemental sólido que tiene una importante aplicación industrial.

❖ **Alquilación:** Los procesos de alquilación comprenden la combinación de una cantidad de hidrocarburos con un hidrocarburo parafínico o aromático, en presencia de un catalizador. Al resultado de la síntesis se le denomina alquilado, producto constituido por componentes cuyos puntos de ebullición se ubican dentro del intervalo de la gasolina.

❖ **Reducción de viscosidad:** Proceso empleado para obtener hidrocarburos de bajo peso molecular como gases, gasolina, gasóleos y residuos de baja viscosidad, a partir de residuos de vacío de alta viscosidad.

❖ **Coquización:** Consiste en calentar el carbón mineral a una temperatura entre 1000 °C y 1200 °C en ausencia de oxígeno, con el fin de eliminar la totalidad de la materia volátil del carbón, o mezcla de carbones que pueden incluir más de 10 tipos diferentes de carbones minerales en distintas proporciones, con el fin de obtener el coque metalúrgico.

❖ **Unidad de tratamiento Merox:** Procesa gasolina desbutanizada proveniente de la unidad de craqueo catalítico. La gasolina entra a un tambor de prelavado con cáustico, en donde se remueve el sulfuro de hidrogeno (H₂S), se le inyecta aire y una solución de cáustico con catalizador Merox-WS el cual acelera la reacción de oxidación usando el oxígeno del aire. Posteriormente, la gasolina entra a un tambor asentador del agua a fin de remover las trazas de cáustico y finalmente va al sistema de mezclas de gasolinas para la producción de gasolinas de motor y gasolina sin plomo.

1.8.4. Estructura organizativa

La estructura organizativa de la refinería Puerto La Cruz se muestra en la figura 1.4 según su jerarquía, donde se distinguen las diferentes gerencias y sus dependencias las cuales tienen como función principal mantener los niveles de productividad altos y de la misma forma garantizar el buen funcionamiento de las instalaciones.

El presente trabajo de grado fue desarrollado en la gerencia de Servicios Eléctricos, más específicamente en la superintendencia de ingeniería. Esta sección se encarga de proveer de los servicios de asistencia técnica e ingeniería en la disciplina de electricidad del Complejo Refinador Oriente; esta gerencia fue creada en el año 2019 y está compuesta, además del área explicada anteriormente, por las superintendencias mencionadas a continuación:

- ❖ Superintendencia de operaciones eléctricas: encargados de todas las maniobras y supervisión del sistema eléctrico.
- ❖ Superintendencia de mantenimiento: encargados de todas las reparaciones y mantenimientos del sistema eléctrico.
- ❖ Superintendencia de taller eléctrico: donde se resguardan todos los materiales relacionados al área de electricidad.

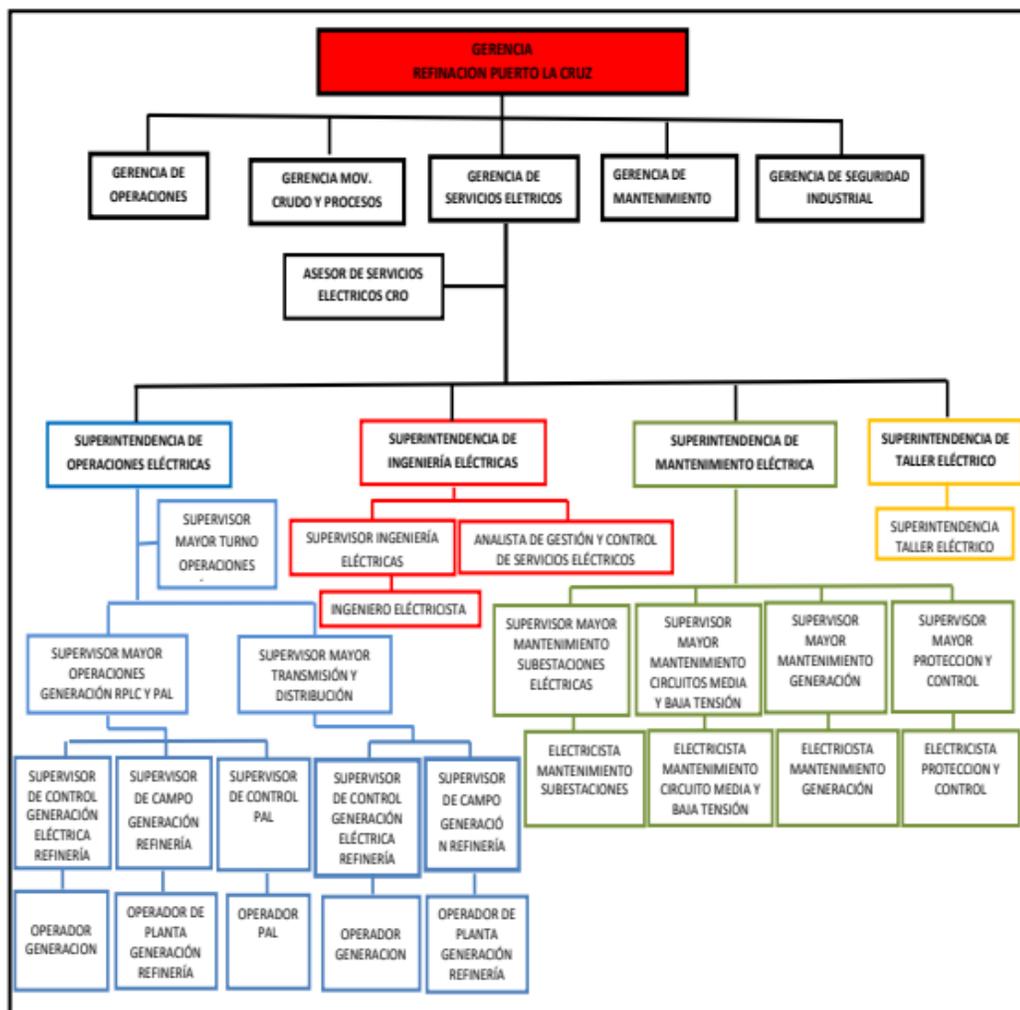


Figura 1.3. Estructura organizativa del Complejo Refinador Oriente. (Gerencia de Servicios Eléctricos, 2024).

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes

Hernández, A. (2024), realizó el trabajo “Evaluación del sistema eléctrico del Complejo Refinador Oriente (C.R.O) de PDVSA con la incorporación de la Unidad de Destilación al Vacío (U.D.V)”, para ello en primer lugar desarrolló una descripción del sistema eléctrico del complejo y de la Unidad de Destilación al Vacío, luego llevó a cabo el análisis de flujo de potencia y cortocircuito del sistema eléctrico del C.R.O para distintos escenarios empleando la herramienta computacional ETAP y así observar su comportamiento ante fallas que podrían presentarse con la finalidad de determinar las respuestas basadas en parámetros de voltaje y frecuencia en las principales barras pertenecientes a los centros de distribución de potencia y los turbogeneradores de Planta Eléctrica. Este trabajo de investigación servirá como base para describir el sistema eléctrico de potencia de Planta Eléctrica y del centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz.

Arreaza, E. (2022), desarrolló el trabajo de grado titulado “Modernización de las Protecciones del Sistema Eléctrico en 13,8 kV y 2,4 kV de la Unidad DA-3 de PDVSA Refinería El Chaure” en el cual utilizó el método de Pugh para elegir nuevos dispositivos electrónicos inteligentes que se adapten a las necesidades del sistema eléctrico de potencia asociado a la Unidad de Destilación Atmosférica 3 (DA-3) para posteriormente realizar la coordinación de protecciones, donde se establecieron los ajustes a implementar en las funciones de protección de sobrecorriente instantánea y temporizada de fase y neutro/tierra, logrando con esto una respuesta más rápida y eficiente ante fallas, asegurando tanto la integridad del personal como la de los equipos de la subestación. Este trabajo de investigación aportará conocimiento sobre el uso de una matriz técnica de evaluación para seleccionar nuevos equipos de protección que permitan modernizar el sistema en estudio.

Navarrete, M. (2018), desarrolló un trabajo que permitió realizar la coordinación de protecciones en el patio de 34,5 kV de la Subestación “A” de la refinería Puerto La Cruz. Para alcanzar este objetivo recolectó toda la información relacionada con la subestación, así como los equipos asociados y los diferentes modos de operación de la misma. Posterior a ello, indagó sobre todo lo relacionado a los ajustes de las unidades de protección, además, realizó un estudio de flujo de potencia y cortocircuito para obtener los perfiles de voltaje del sistema eléctrico bajo las diferentes configuraciones permitidas y conocer las corrientes de máxima carga de cada circuito, así como los niveles de cortocircuito, todo esto empleando la herramienta computacional PSS-SINCAL. Este estudio servirá de orientación para definir los esquemas de protección y los ajustes de los dispositivos de protección del sistema eléctrico.

Villarroel, A. (2018), presentó el estudio “Coordinación de las Protecciones Eléctricas de la Subestación a 13,8 kV de una Refinería”. Para cumplir con los objetivos del estudio recolectó toda la información pertinente del sistema eléctrico asociado al centro de distribución de potencia 4B01 ubicado en la Subestación “B”, simultáneamente se efectuaron los estudios de flujo de potencia y análisis de cortocircuito para conseguir los perfiles de voltaje y conocer las corrientes máximas que circulan en cada barra del sistema en caso de ocurrir alguna falla. El objetivo de este estudio fue verificar la configuración del esquema de protección, analizar los ajustes existentes y determinar los arreglos que garanticen despejar selectivamente las fallas en el menor tiempo posible para posteriormente realizar las propuestas de los ajustes y coordinación. Este estudio será de utilidad para el presente trabajo al momento de realizar los ajustes de los dispositivos de protección y servirá de orientación para la configuración de las protecciones por sobrecorriente.

Velásquez, M. (2016), realizó la evaluación del sistema de protecciones para el sistema eléctrico de la planta Juan Bautista Arizmendi realizando un análisis de flujo de potencia y cortocircuito con el objetivo de observar el comportamiento del sistema

en condiciones normales de operación y los niveles de cortocircuito que permitieron considerar las condiciones más adversas para realizar una coordinación de protecciones con mejor selectividad y confiabilidad. Para realizar este estudio, hizo uso de la herramienta computacional ETAP para poder visualizar las curvas de tiempo-corriente de los relés. Esta evaluación aportará las consideraciones que se deben tener para la realización de un estudio de cortocircuito y flujo de potencia para un adecuado ajuste de protecciones utilizando el software ETAP.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Subestación eléctrica

Mesa, J. (2012) acota que

Es un punto dentro del sistema de potencia en el cual se cambian los niveles de voltaje y corriente con el fin de que las pérdidas sean menores y realizar una distribución más óptima. Además, es el centro donde se recibe y reporta la energía que se produce en las centrales de generación, maniobrando y operando su destino final a los diferentes lugares de consumo, a la vez que realiza un ajuste a la calidad de la misma (p.17).

2.2.2. Centro de distribución de potencia

“Se entiende como centro de distribución de potencia al conjunto continuo de secciones verticales (celdas), en las cuales se ubican equipos de maniobra, medida y cuando se necesite, equipos de protección y control” (Navarrete, M., 2018, p. 48).

2.2.3. Celdas

Navarrete, M. (2018) acota que una celda es una estructura metálica completamente cerrada que contiene principalmente interruptores de potencia, dispositivos de interrupción o ambos, con barras y conexiones y el acceso a su interior está previsto por puertas o cubiertas removibles.

2.2.4. Cortocircuito

Villarroel, A. (2018) define al cortocircuito como "una conexión que existe entre dos terminales de un elemento de un circuito eléctrico, lo que ocasiona la anulación

parcial o total de la resistencia en el circuito, que tiene como consecuencia un aumento en la corriente que lo esté atravesando" (p.35).

2.2.5. Estudio de cortocircuito

Enríquez, G. (2005) explica que los estudios de cortocircuito se utilizan para calcular las magnitudes de las corrientes de cortocircuito las cuales dan información que permite determinar las características de los elementos de interrupción de las corrientes de cortocircuito, como son interruptores, fusibles y restauradores. También permite realizar un estudio para la selección y coordinación de los dispositivos de protección contra las corrientes de cortocircuito y hacer estudios térmicos y dinámicos debidos a los efectos de las corrientes de cortocircuito en algunos elementos de las instalaciones como son sistemas de barras, tableros, cables, entre otros.

2.2.6. Estudio de flujo de potencia

González, F. (2006), explica que

El estudio de flujo de potencia es aquel que permite obtener los valores de potencia activa y reactiva en el sistema, el factor de potencia que se maneja, la magnitud y ángulo de fase del voltaje en cada barra del sistema considerando para ello diversos escenarios de operación. Los estudios de flujo de potencia son llevados a cabo para verificar si la operación de un sistema existente es capaz de suplir la carga adicional o para verificar y comparar nuevas alternativas de adición al sistema de nuevas fuentes de poder, cargas o probar el rendimiento del sistema (p.5).

2.2.7. Sistema de protecciones eléctricas

Villarroel, A. (2018) explica que un sistema de protección es el conjunto de elementos asociados que se encuentran interconectados entre sí cuya finalidad primordial consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema, hasta tal punto que no se produzcan daños relativamente importantes en él, ni que ponga en peligro a seres vivos. Este conjunto de elementos operará bajo condiciones predeterminadas, usualmente anormales, desconectando un elemento de la red eléctrica por medio de los

interruptores asociados a este, para evitar que condiciones puntuales se extiendan a otras zonas que estén operando correctamente.

2.2.7.1. Propiedades de las protecciones

Vázquez, E. (2004), en su manual de protecciones a sistemas eléctricos de potencia, define las siguientes:

- ❖ **Sensibilidad:** La protección debe tener la capacidad de detectar cualquier falla que se produzca en la zona que tiene asignada bajo condiciones de carga mínima. Entendiéndose así que el sistema de protección debe identificar sin ningún problema una situación de falla por muy mínima que sea, dentro de un sistema que opera a condiciones normales.
- ❖ **Confiabilidad:** Representa la certeza de que la protección opere cuando deba hacerlo y no ante condiciones normales del sistema. La protección debe responder con seguridad y efectividad ante cualquier situación en que se produzca una falla en el sistema.
- ❖ **Selectividad:** Se refiere a garantizar la máxima continuidad del servicio eléctrico con la mínima desconexión de elementos durante una falla, es decir, lograr la desconexión efectiva de solamente el elemento fallado del sistema. Si la falla tiene lugar dentro de la zona especificada de una protección, esta debe dar la orden de abrir los interruptores que aíslen el circuito que se encuentra en condiciones anormales; por el contrario, si la falla se produce fuera de su zona, la protección debe permitir que sean otras protecciones las que actúen para despejar la falla.
- ❖ **Velocidad de Operación:** La protección debe garantizar tiempos reducidos para la eliminación de las fallas con la intención de despejarla lo más pronto posible. Cuanto mayor sea la rapidez de actuación menor serán las consecuencias adversas que presentan las fallas.

- ❖ **Simplicidad:** Una protección debe evitar complejidades innecesarias. Esta propiedad de las protecciones debe garantizar que el equipo pueda ser aprovechado al máximo con un mínimo de requerimientos, sin ningún tipo de inconvenientes.
- ❖ **Economía:** La instalación de una protección debe ser justificada tanto por motivos técnicos como económicos. Por ello se puede entender que proteger una línea de alimentación es importante, pero mucho más importante es evitar que los efectos de operación anormal o de falla alcance a las instalaciones alimentadas por la línea. La valoración económica no debe restringirse solamente al elemento directamente protegido, sino que debe tener en cuenta las consecuencias que implicarían el fallo o funcionamiento anormal.

2.2.7.2. Tipos de protecciones

2.2.7.2.1. Protección principal

Ramírez, S. (2003) define la protección principal, como la parte del sistema de protección que está diseñada para operar antes que otros dispositivos en respuesta a una falla o evento indeseado. Este sistema está diseñado para actuar y evitar que la falla se extienda a lo largo del sistema, evitando a su vez que la condición anormal provoque un gran número de pérdidas de circuitos importantes en la red eléctrica. La protección principal tiene como objetivo esencial aislar la falla que se produzca, con la finalidad de salvaguardar equipos, instalaciones y personas que puedan encontrarse en las cercanías.

2.2.7.2.2. Protección de respaldo

Ramírez, S. (2003) hace referencia a los sistemas de protección secundaria o de respaldo, señalando que son dispositivos de protección con características de respuesta y funciones similares o inferiores a las protecciones primarias, pueden actuar igual que estas tanto en tiempo como alcance, pero su función principal es servir de apoyo cuando la protección primaria está fuera de servicio.

2.2.7.3. Elementos de un sistema de protección

En un sistema de protecciones eléctricas intervienen una gran cantidad de elementos para la correcta interrupción de la falla. Algunos de estos elementos son descritos a continuación:

2.2.7.3.1. Interruptores

Enríquez, G. (2005), acota que el interruptor es un elemento cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir, con condiciones normales o anormales.

2.2.7.3.2. Transformador de corriente (TC)

IEEE, (2001), indica que un TC transforma corriente de línea a valores adecuados para un relé de protección, además, aísla a los relés de los voltajes de la línea. El devanado primario del transformador está conectado en serie a la línea por donde pasa la corriente que se desea medir. El devanado secundario puede estar conectado a los instrumentos de medición, control o protección. El devanado secundario suministra corriente de acuerdo a la relación de transformación existente con la corriente del primario.

2.2.7.3.3. Transformador de potencial (TP)

Enríquez, G. (2005) explica que

Los transformadores de potencial tienen por finalidad proporcionar a los relés de protección una onda de voltaje igual a la que está presente en el sistema de potencia, pero de un valor reducido en su magnitud con una proporción fijada de antemano. Se emplean para medición y/o protección. Para aplicación de media tensión se podrá usar transformadores del tipo inductivos; pero en alta y muy alta tensión se usarán transformadores capacitivos (p. 63).

2.2.7.3.4. Relés de protección

Según Schneider Electric (2003)

Los relés de protección son equipos que comparan permanentemente los valores de las magnitudes eléctricas de un circuito eléctrico (corriente, voltaje, frecuencia, etc.) con unos valores predeterminados y que generan

automáticamente ordenes de acción, como la apertura de un disyuntor para aislar el tramo en defecto, o la activación de una alarma cuando se sobrepasan unos determinados valores prefijados (p. 92).

2.2.7.4. Tipos de relé

Como señala Figueroa, J. (2016):

❖ **Relé Electromecánico:** se basan en el principio de la fuerza electromagnética producida por una corriente y/o un voltaje en un movimiento; si la fuerza debida a la señal de entrada excede la fuerza del resorte, el disco gira y llegará al disparo si continúa la condición de entrada. Los ajustes se realizan por medio de diales, tornillos o perillas móviles.

❖ **Relé Electrónico:** basados en tecnología electrónica discreta analógica, rectifica y promedia la señal de entrada. Ajustes por medio de switches, diales o potenciómetros de movimiento continuo.

❖ **Relé Numérico:** posee funciones de medida, registro de eventos y otras adicionales. La señal de entrada se rectifica, se filtra y se mide por conversión análoga a digital. La decisión de protección se realiza a través de software, lo cual permite mucha más flexibilidad al usuario y acceso remoto a través de canales de comunicación.

2.2.7.5. Funciones de protección

Existe un gran número de funciones que pueden ejecutar los relés de acuerdo a la configuración que le haya sido ajustada, dependiendo de los parámetros censados por el relé. Algunas de las más importantes e implementadas a nivel industrial según Barrantes, J. (2014) son las siguientes:

❖ **Protección de sobrecorriente (50/51):** se basa en la medida de las intensidades en un punto del sistema eléctrico, evitando que se alcancen valores que puedan dañar los equipos instalados. Controla la corriente que pasa por el equipo protegido, cuando el valor es superior al ajustado en el relé, se produce la apertura del interruptor. Dado que la mayoría de las fallas que se producen en el sistema eléctrico van acompañadas de un

incremento considerable de la intensidad, esta protección cuenta con un amplio campo de aplicación.

Este tipo de protecciones se clasifican a su vez en protecciones instantáneas (50) y temporizadas (51). Siendo las instantáneas aquellas que no tienen dispositivo de retardo, es decir, su actuación se produce en cuanto la magnitud eléctrica controlada alcanza el valor ajustado. Por su parte los relés con retardo actúan cierto tiempo después del instante en que la magnitud controlada alcance el valor ajustado.

❖ Protección de frecuencia (81): la protección de frecuencia supervisa constantemente la frecuencia del sistema. Si la frecuencia de una instalación supera sus límites aceptables, la información proporcionada por la protección de frecuencia se puede utilizar para iniciar una acción apropiada para restaurar las condiciones de funcionamiento adecuadas en la instalación. La supervisión continua de la frecuencia permite iniciar acciones apropiadas para salvaguardar el funcionamiento de la instalación durante situaciones anómalas o críticas, ya sea generando una alarma o dando la indicación de disparo de un interruptor cuando es necesario.

❖ Protección de voltaje máximo (59): la función de voltaje máximo asegura la detección de sobrevoltajes anormales en una red trifásica. Cuando se tienen niveles elevados de voltaje en el sistema se puede llegar a superar el umbral máximo de servicio para la cual están diseñados los equipos. Los picos permanentes que estos soportan provocan una disminución de su vida útil, por esto es necesario limitar el tiempo de duración de los picos de voltaje, considerando que cuanto mayor sea la magnitud del sobrevoltaje, su duración permisible es menor.

❖ Protección de voltaje mínimo (27): la función de voltaje mínimo asegura la detección de las caídas de voltaje. Cuando el valor de una de las fuentes controladas es menor al de la referencia establecida, se genera una alarma y simultáneamente comienza una temporización a tiempo constante. Al final de esta temporización, se activa la salida temporizada.

2.2.7.6. Coordinación de protecciones

Para Astudillo, M. (2013), coordinar protecciones significa “definir los tiempos de operación de la protección para permitir la acción debidamente priorizada de los relés, garantizando una apropiada graduación en los tiempos de actuación de todas las protecciones, tanto las principales como las de respaldo” (p. 55).

En este orden de ideas, Astudillo explica los siguientes tipos de coordinación de protecciones:

- ❖ **Coordinación por corriente:** es el proceso de coordinación que tiene como misión principal la operación de los dispositivos de protección de forma ordenada, partiendo de los ajustes por nivel de corrientes de carga y cortocircuito. Esta coordinación depende del hecho de que la corriente de falla varía con la ubicación de la misma debido a la diferencia de los valores de impedancia entre la fuente y la falla.

- ❖ **Coordinación por tiempo:** el ajuste del tiempo se utiliza para dar un valor específico de disparo una vez alcanzada la corriente de disparo, el valor real del tiempo de operación es independiente de la corriente. En un sistema de distribución radial se ajustan para actuar al mismo valor de corriente, variando los intervalos de disparos partiendo de los relés más cercanos a la carga.

- ❖ **Coordinación por tiempo y corriente:** en esta característica el tiempo de operación es inversamente proporcional al nivel de corriente de falla y es un ajuste en función de la corriente y el tiempo. A medida que la corriente de falla se hace más grande, es decir, a medida que nos acercamos a la fuente, los tiempos de operación son más rápidos. Esta coordinación es la más empleada actualmente por los sistemas de protección y es en la que se aplican las conocidas curvas inversas, muy inversas y extremadamente inversas.

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA EN 13,8 KV ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ

El sistema eléctrico de potencia de la refinería Puerto La Cruz, cuenta con un servicio de generación propio conformado por los parques de generación Planta Alberto Lovera (PAL) y Planta Eléctrica, siendo en la actualidad esta última la columna vertebral del sistema eléctrico de la refinería pues es la encargada de suministrar la energía eléctrica que alimenta a las distintas plantas de procesos y de garantizar un suministro de energía continuo y de calidad.

La refinería cuenta con una interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) a través de la subestación eléctrica Guanta II, lo que proporciona una mayor confiabilidad en el sistema, pues en caso de contingencia el SEN puede suministrar la energía requerida por las instalaciones de la refinería. Este sistema de respaldo proveniente de la subestación PAL se conecta a la subestación de interconexión o subestación “A” y posteriormente a la subestación Planta Eléctrica a través de los circuitos 4A y 4B.

Los niveles de voltaje que operan en esta refinería son: 230 kV; 34,5 kV; 13,8 kV; 4,16 kV; 2,4 kV y 0,48 kV para los procesos y para los servicios generales se utilizan 220 V y 110 V. Para poder obtener estos niveles de voltaje se hace uso de transformadores de potencia los cuales pueden ser sumergidos en aceite dieléctrico como es el caso de los transformadores de subestaciones unitarias, transformadores tipo pedestal y los de tipo seco que se utilizan para reducir de 480 V a 220 V o 110 V.

La red de distribución de la refinería Puerto La Cruz está constituida por cinco subestaciones las cuales alimentan los diferentes centros de control de motores y centros de distribución de potencia que se encargan del arranque, protección y maniobras de motores y equipos, con el fin de lograr una operación segura y confiable

de los mismos. Esto repercute a su vez en una operación correcta de los procesos en los cuales intervienen, ya que son los encargados de impulsar y mover el producto a sus diferentes fases en el proceso de refinación del petróleo. El sistema de distribución incluye alimentación en anillo para cargas críticas y semicríticas debido a los requerimientos de confiabilidad con que se le debe proporcionar energía a las cargas conectada a ellos y circuitos radiales para cargas no críticas donde se encuentran los campos residenciales, iluminación de edificios, oficinas y alumbrado público.

3.1. Subestación “A”

La subestación (S/E) “A” (figura 3.1) fue diseñada en dos niveles de voltaje, 230 kV y 34,5 kV, siendo la parte de 230 kV de tipo intemperie y la de 34,5 kV de tipo interior encapsulada. Esta subestación es la encargada de suministrar la energía requerida por el proyecto VALCOR.



Figura 3.1. Subestación “A” (Delgado, 2013).

Posee dos transformadores de potencia de 230 kV a 34,5 kV identificados como **XFR-53-7A01** y **XFR-53-7A02**, inmersos en aceite con una capacidad de 55/78/88 MVA a 65 °C, con enfriamiento por aceite (OA), ventilación forzada (FA) y circulación de aceite forzada (FO) respectivamente para cada potencia, estos se encargan de reducir el voltaje de las 2 líneas provenientes de la subestación PAL de 230 kV a 34,5 kV empleados por parte de la refinería; esta llegada a la subestación se logra a través de los interruptores B-180 y B-280. En el lado de 34,5 kV la S/E “A” cuenta con dos barras aisladas en SF6 de 2000 A, unidas por un interruptor de transferencia de 2000 A, las cuales cuentan con una configuración en Spot Network.

Además, la S/E “A” tiene una interconexión con la S/E Planta Eléctrica a través de dos transformadores de 34,5 kV a 13,8 kV denominados **XFR-53-5X01** y **XFR-53-5X02** (figura 3.2) y de dos líneas de calibre 750 kcmil, 3 conductores por fase. Es por medio de estos dos alimentadores que el SEN puede suministrar la energía requerida por la refinería al momento de presentarse una falla o de realizarse labores de mantenimiento en Planta Eléctrica, mientras que en condiciones normales de operación Planta Eléctrica suministra la energía requerida por el proyecto VALCOR.



Figura 3.2. Transformadores XFR-53-5X01 y XFR-53-5X02 (Díaz, 2022).

Las características de estos transformadores se muestran en la tabla 3.1:

Tabla 3.1. Valores nominales de los transformadores XFR-53-5X01 y XFR-53-5X02.

NOMBRE	XFR-53-5X01	XFR-53-5X02
Potencia nominal (MVA)	20 / 25	20 / 25
Tipo de enfriamiento (65°C)	OA / FA	OA / FA
Nivel de voltaje (kV)	34,5 / 13,8	34,5 / 13,8
Impedancia	$Z = 12\%$	$Z = 12\%$

3.1.1. Circuitos asociados a la subestación “A”

En la figura 3.3 se observa el diagrama unifilar de la subestación “A” con sus respectivos niveles de voltaje, así como sus interruptores y circuitos alimentadores asociados.

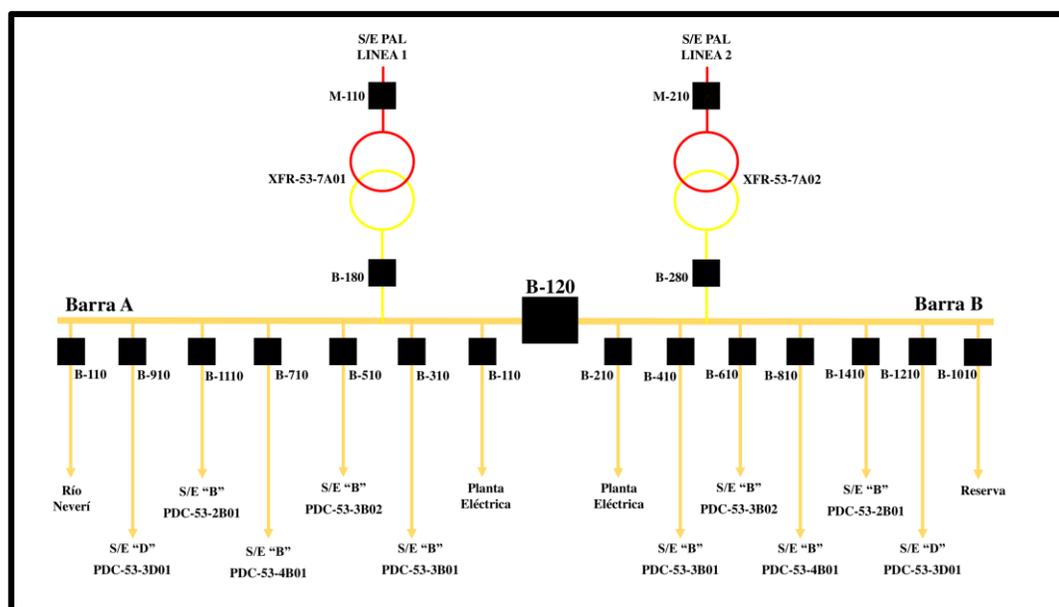


Figura 3.3. Diagrama unifilar de la S/E “A” (Fuente propia, 2024).

A manera de conocer más a detalle cada uno de los circuitos mostrados en la figura 3.3 se presenta la tabla 3.2, la cual contiene una descripción de las cargas asociadas a cada circuito de la subestación “A”:

Tabla 3.2. Circuitos asociados a la subestación “A”.

CIRCUITO	NOMBRE	CARGA ASOCIADA AL CIRCUITO
B-180 y B-280	S/E “PAL”	Interconexión con la Subestación Planta Alberto Lovera, a través de los transformadores XFR-53-7A01 y XFR-53-7A02 .
B-110 y B-210	S/E “Planta Eléctrica”	Interconexión con S/E “Planta Eléctrica”, a través de los transformadores XFR-53-5X01 y XFR-53-5X02 .
B-310 y B-410	S/E “B”	Alimentan al centro de distribución de potencia PDC-53-3B01 en 4,16 kV; este PDC energiza a los motores de la Unidad 19 y Unidad 20 de la planta de Hidroprocesos.
B-510 y B-610		Alimentan al PDC-53-3B02 a niveles de 4,16 kV y 0,48 kV; este PDC energiza a los motores de la U-45 y U-65 de la planta de Hidroprocesos.
B-710 y B-810		Alimentan al PDC-53-4B01 a un nivel de 13,8 kV; este PDC energiza a los motores (G-2002 y G-4504) para las operaciones de la planta de Hidroprocesos.
B-1110 y B-1410		Alimentan al PDC-53-2B01 a un nivel de 0,48 kV; este PDC energiza a los motores de la U-19 y U-20 de la planta de Hidroprocesos.
B-910 y B-1210	S/E “D”	Alimentan a los PDC-53-3D01 y PDC-53-3D02 asociados a las unidades 46, 47, 48 y 49 de la planta de Hidroprocesos, a niveles de 0,48 kV y 4,16 kV.
B-105	Planta de tratamiento de agua Río Neverí	Línea simple terna en 34,5 kV encargada de alimentar la Planta de Tratamiento de agua Río Neverí.

3.2. Subestación Planta Eléctrica

La S/E Planta Eléctrica (figura 3.4) es el principal centro de generación y distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz, el cual cuenta con cuatro

turbogeneradores identificados como TG-6, TG-7, TG-8 y TG-9. Estos poseen una capacidad instalada de 71,4 MW y satisfacen una demanda promedio de 23 MW.



Figura 3.4. Subestación Planta Eléctrica (Delgado, 2013).

La S/E Planta Eléctrica es la encargada de suministrar la energía requerida por las unidades de hidropcesos, destilación atmosférica y los centros de distribución de potencia, los cuales a su vez distribuyen la energía a lo largo y ancho del complejo. Esta subestación está formada por dos barras colectoras de distribución primaria conocidas como barra A y barra B, que funcionan bajo una configuración en Secundario Selectivo, con una capacidad de corriente de 2000 A de corriente nominal y 31,5 kA de capacidad de cortocircuito, unidas por medio de un interruptor de enlace de 2000 A. Esta disposición permite una distribución balanceada de la carga y garantiza la capacidad de la planta para satisfacer las demandas energéticas de la refinería, incluso bajo condiciones de emergencia o mantenimiento.

A estas barras están conectados los cuatro turbogeneradores en el siguiente orden: el TG-6 posee un mecanismo que le permite conectarse a ambas barras, el TG-

7 está conectado a la barra A y los turbogeneradores TG-8 y TG-9 a la barra B. Las especificaciones de cada turbogenerador se muestran a continuación en la tabla 3.3:

Tabla 3.3. Especificaciones técnicas de los turbogeneradores.

	TG – 6	TG – 7	TG – 8	TG – 9
FABRICANTE	Westinghouse	General Electric	AEG KANIS/G.E	Solar Turbines
MODELO	W-191G	MS 5001	MS 5001	TITAN T-130
VOLTAJE NOMINAL (kV)	13,8	13,8	13,8	13,8
POTENCIA DE SALIDA (MW)	15,7	20	20	15,7
FACTOR DE POTENCIA	85%	90%	90%	85%
RPM	900	3600	3600	1800

3.2.1. Circuitos asociados a la subestación Planta Eléctrica

Desde la S/E Planta Eléctrica la energía es suministrada en forma radial a catorce (14) circuitos en bancadas de 13,8 kV (siete desde la barra “A” y siete desde la barra “B”), por un sistema de alimentación doble. Esto es representado en la figura 3.5:

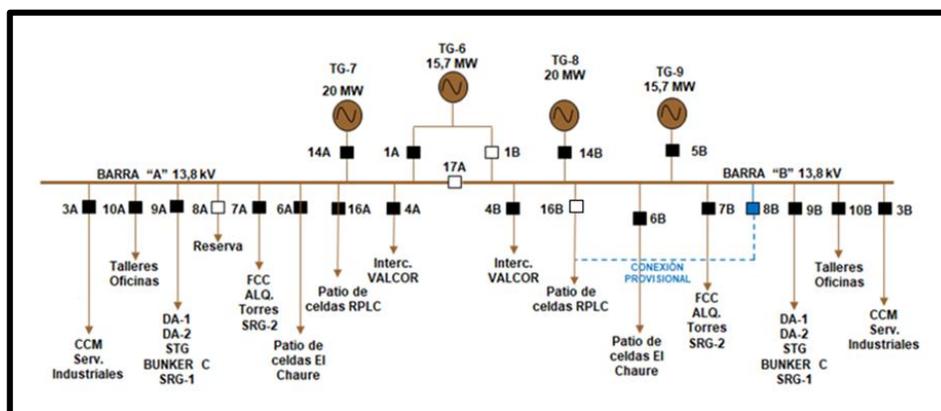


Figura 3.5. Diagrama unifilar de la S/E Planta Eléctrica (Gerencia de Servicios Eléctricos, 2024).

De igual manera, se describen a continuación (tabla 3.4) los circuitos que forman parte de la S/E Planta Eléctrica y las cargas que son alimentadas desde la misma:

Tabla 3.4. Circuitos alimentados desde la S/E Planta Eléctrica.

CIRCUITO	NOMBRE	CARGA ASOCIADA AL CIRCUITO
D-1305 / D-1405 (3A - 3B)	Servicios Industriales	Aquí se encuentran diversos CCM que energizan a los Servicios Industriales.
D-180 / D-280 (4A - 4B)	Interconexión con subestación "A"	Enlazan a Planta Eléctrica con la subestación "A" a los niveles de voltaje 34,5 kV/13,8 kV.
D-905 / D-1005 (6A - 6B)	Centro de distribución de potencia El Chaure	Alimenta las barras G y H, de las cuales se suministra energía al área de planta de asfalto, muelles, DA-3 entre otros.
D-110 / D-210 (7A - 7B)	Plantas de procesos	Energizan a Fraccionamiento de Craqueo Catalítico, Alquilación y Torres de Enfriamiento I, II, III.
D-505 / D-605 (9A - 9B)	Unidades de destilación	Alimentan a la DA-1, DA-2, STG y Bunker Principal de RPLC.
D-305 / D-405 (10A - 10B)	Talleres y oficinas	Alimentan a las oficinas, talleres, Edificio de Ingeniería General, comedor RPLC y a la clínica industrial.
D-105 / D-805 (16A - 8B)	Centro de distribución de potencia RPLC	Energizan a SISOR, campo Guaraguao, bombas JET A-1, centro de distribución de potencia OSAMCO, casa de bombas, bombas de transferencia.

3.3. Centro de distribución de potencia RPLC

El centro de distribución de potencia (PDC, por sus siglas en inglés *Power Distribution Center*) RPLC (figura 3.6) es alimentado desde la S/E Planta Eléctrica con los circuitos 16A y 8B, a través de dos líneas de calibre 500 kcmil, 3 conductores por fase, a un nivel de voltaje de 13,8 kV con una distancia de 1,3 km; de esta forma cada uno de estos alimentadores tiene la capacidad de suplir la carga de las barras E y F.

Este centro de distribución de potencia cuenta con una configuración de Secundario Selectivo y está formado por dos barras de distribución secundaria (barra "E" y barra "F") en 13,8 kV, de 1200 A de corriente nominal y 31,5 kA de corriente de cortocircuito que están acopladas entre sí por un interruptor de 1200 A el cual en condiciones normales de operación permanece abierto.



Figura 3.6. Barras “E” y “F” del PDC RPLC (Fuente Propia, 2024).

3.3.1. Circuitos asociados al centro de distribución de potencia RPLC

Esta subestación posee 10 alimentadores de distribución que se encargan de energizar al área perteneciente a la gerencia MCyP (Movimiento de Crudo y Productos), la cual es una parte fundamental para la refinería Puerto La Cruz pues es la encargada del movimiento y almacenaje de crudo y otros productos elaborados en la refinería. Algunas de estas áreas son el Sistema de Suministro Oriente, la subestación casa de bombas, bombas de transferencia, el patio de tanques, la subestación de bombas merey, entre otros.

En la tabla 3.5 se puede ver de forma más detallada cada uno de los circuitos a los que el PDC RPLC suministra energía:

Tabla 3.5. Circuitos pertenecientes al centro de distribución de potencia RPLC.

CIRCUITO	NOMBRE	CARGA ASOCIADA AL CIRCUITO
3E / 6F	Llegada desde la S/E Planta Eléctrica	Son los circuitos de alimentación de las barras “E” y “F” en 13,8 kV.
2F / 4E	Sistema de Suministro Oriente (SISOR)	Alimentan la subestación SISOR, en el cual se encuentran el CCM llenadero en 0,48 kV y el CCM SISOR en 2,4 kV.
3F / 5E	Casa de Bombas de RPLC	Energizan a los CCM Casa de Bombas I y II a niveles de voltaje 4,16 kV; 2,4 kV y 0,48 kV.
4F	Bombas JET-A1	Alimenta las bombas JET-A1, las cuales constan de dos motores de 1500 HP cada uno.
6E	Circuito de respaldo 7F	Alimenta al campo residencial Guaraguao, S/E y CCM de Bombas Merey y al tanque de aguas aceitosas.
7F	Circuito de respaldo 6E	Se encarga de alimentar la S/E Bombas contra Incendios, Patio de Tanques RPLC y la S/E Bombas de Transferencia.
7E	Planta Gas Licuado de Petróleo	Alimenta cargas de alumbrado, tanques y el llenadero de la planta de GLP; además mantiene una interconexión con el circuito 3I.
8E / 8F	Centro de distribución de potencia OSAMCO	Encargados de transportar la energía a las barras “I” y “J” del PDC OSAMCO.

A manera de resumen de lo establecido en la tabla anterior, se muestra en la figura 3.7 el diagrama unifilar correspondiente al centro de distribución de potencia RPLC:

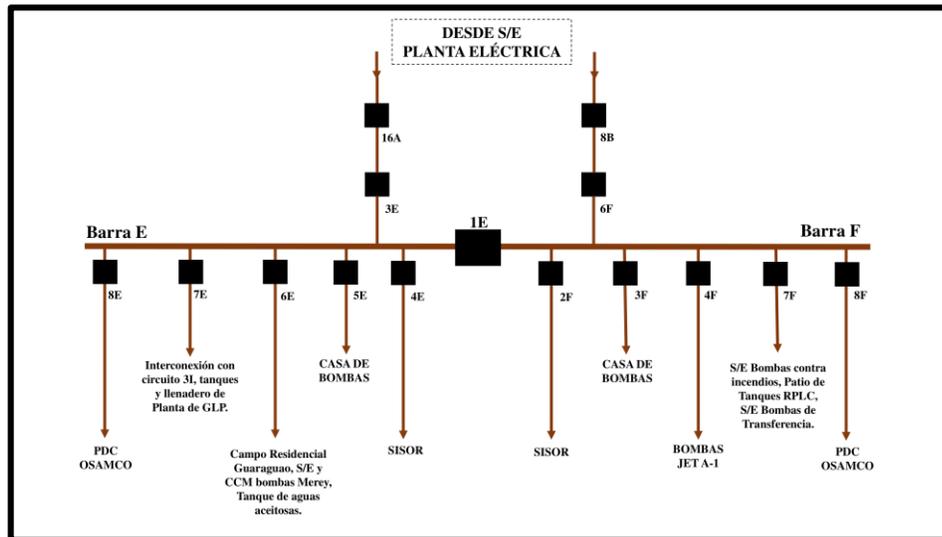


Figura 3.7. Diagrama unifilar del PDC RPLC (Fuente Propia, 2024).

Con el objetivo de describir más a fondo los circuitos del PDC RPLC, se presenta la tabla 3.6 en la que se observan las características de los conductores del fabricante Kerite, la capacidad de los interruptores y las cargas asociadas a cada circuito.

Tabla 3.6. Características de los circuitos pertenecientes al PDC RPLC.

CIRCUITO	CARGA DEL CIRCUITO (MVA)	CALIBRE DEL CONDUCTOR (kcmil)	AMPACIDAD DEL CONDUCTOR (A)	DISPOSICIÓN DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DEL INTERRUPTOR (A)
2F	0,884	500 (1C / Fase)	500	Un único conductor por fase por conduit (en ducto)	1200
4E	1,188				
3F	1,26				
5E	0,7				
4F	0,44				
6E	0,7				
7F	0,913				
7E	0,244	1000 (1C / Fase)	725		
8E	5,374				
8F	2,284				

3.4. Sistema de protecciones del centro de distribución de potencia RPLC

El sistema de protecciones eléctricas del centro de distribución de potencia RPLC está conformado por relés de protección VAMP 255, cuya función principal es la función de sobrecorriente temporizada tanto de fase como de neutro (estipuladas por la nomenclatura ANSI 51 y 51N respectivamente). En la tabla 3.7 se aprecian los ajustes que han tenido estos dispositivos de protección por los últimos años:

Tabla 3.7. Ajustes de los relés del centro de distribución de potencia RPLC.

CIRCUITO	FUNCIÓN	PICKUP (xCT)	TIME DIAL	TC	TIPO DE CURVA
3E / 6F	51	0,75	0,5	1200 / 5	IEC – CLASE B MUY INVERSA
	51N	0,1	0,45		
4E / 2F 5E / 3F 6E / 7F 7E / 4F	51	0,75	0,25	400 / 5	
	51N	0,1	0,3		
8E / 8F	51	1,08	0,4		
	51N	0,1	0,6		

CAPÍTULO IV

DEFINICIÓN DE LOS NUEVOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN 13,8 KV ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ

Los esquemas de protección se definen en función del equipo o porción del sistema a proteger. Cualquier esquema de protección de un sistema eléctrico no sólo requiere de los elementos de detección de la falla, sino también de elementos de medición como los transformadores de corriente y de potencial, y elementos de interrupción como los interruptores de potencia.

Entender el funcionamiento y las características de estos elementos representa un aspecto importante en la confiabilidad, selectividad y seguridad de operación de cualquier sistema de protección puesto que la adecuada selección de estos elementos constituye el primer paso para el establecimiento de una filosofía consistente de los sistemas de protección.

Los esquemas de protección que se presentarán en este capítulo, serán de utilidad para la selección de los nuevos dispositivos electrónicos inteligentes o IED's (por sus siglas en inglés, *Intelligent Electronic Devices*) a instalar en el nuevo sistema de protección asociado al Centro de distribución de potencia RPLC.

4.1. Esquema de protección de barra y alimentador

Las barras de los sistemas eléctricos son el lugar donde convergen las líneas de transmisión, las fuentes de generación y las cargas de distribución; debido a esta convergencia, los cortocircuitos localizados en las barras o cerca de ellas tienden a tener corrientes de magnitud muy elevada. Las corrientes de falla de gran magnitud requieren un funcionamiento veloz de la protección de la barra para limitar los daños en los equipos de forma segura. De igual forma, requiere una protección selectiva, pues

un disparo no deseado por una falla externa a la barra puede poner en peligro la estabilidad del sistema eléctrico.

En el caso de los alimentadores de distribución aéreos y subterráneos, las fallas que se producen pueden deberse a causas externas o internas, temporales o permanentes, entre las que se incluyen:

- ❖ Equipos defectuosos.
- ❖ Fallos inducidos por condiciones climáticas adversas.
- ❖ Caída de ramas de árboles.
- ❖ Contacto con animales.
- ❖ Inducidas por el hombre, como contactos con cables aéreos o excavaciones subterráneas.

Sin embargo, independientemente de las medidas tomadas para evitar fallas en la barra o en los alimentadores, estas ocurren ocasionalmente. Tomando en cuenta esto, dichas fallas deben detectarse rápidamente y aislarse de inmediato para evitar daños a personas y equipos. Para aislar las fallas de la barra, todos los circuitos de la fuente de alimentación conectados al mismo se abren mediante interruptores de potencia que responden a la acción de un relé de protección, lo cual desenergiza todas las cargas y procesos asociados.

El uso de esquemas y ajustes adecuados puede ayudar a maximizar la sensibilidad y selectividad del sistema de protecciones. En la figura 4.1 se muestra un esquema para un sistema de protección de barra y alimentador donde destacan las funciones de sobrecorriente de fase y de neutro las cuales detectan con fiabilidad la mayoría de las fallas y aumentan la seguridad del sistema mediante la coordinación tiempo-corriente entre los dispositivos adyacentes.

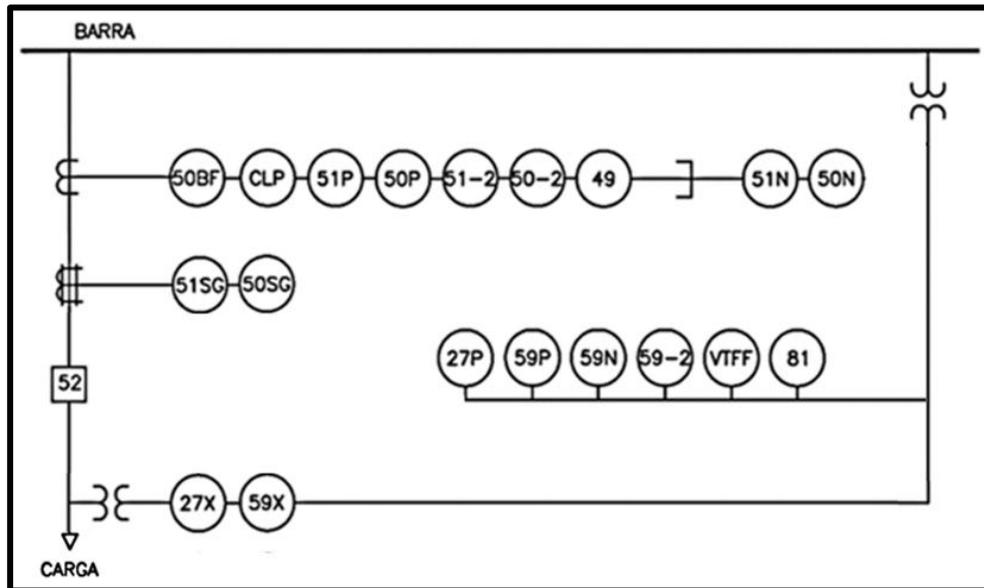


Figura 4.1. Esquema de protección de barra y alimentador (Fuente propia, 2024).

El reto en la protección de alimentadores es el funcionamiento fiable durante eventos de falla inusuales, como corrientes de arranque en frío, fallas a tierra de alta impedancia y fallas en alimentadores cercanos. Una ventaja clave de los dispositivos electrónicos inteligentes es la capacidad de proteger contra estas fallas inusuales, mejorando al mismo tiempo el funcionamiento del sistema.

La elección de la técnica de protección utilizada depende de los requisitos de protección en cuanto a velocidad y seguridad, equilibrados con el coste de implementación y los requisitos de funcionamiento.

Las barras de distribución suelen tener una única fuente de entrada que alimenta múltiples alimentadores de distribución radial. En estas aplicaciones la seguridad se mantiene mediante una coordinación, o a través de comunicaciones cableadas en esquemas de protección de enclavamiento inverso como se muestra en la figura 4.2.

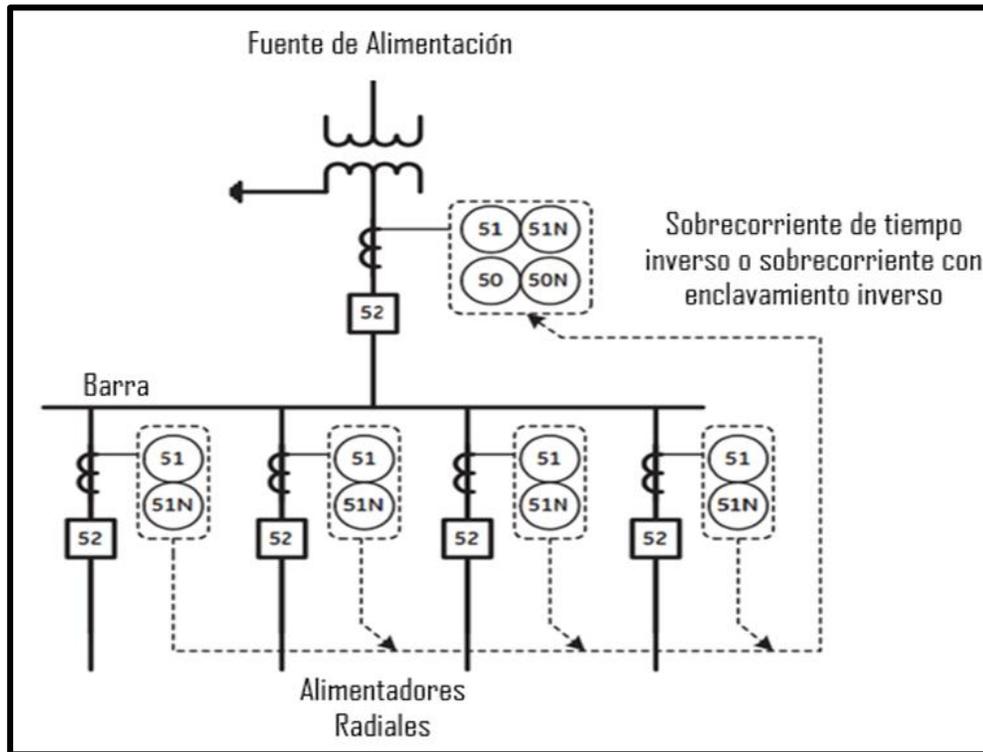


Figura 4.2. Esquema de enclavamiento basado en sobrecorriente para protección de barra y alimentadores (Fuente propia, 2024).

4.2. Esquema de protección de transformador

Los transformadores son los componentes más críticos y costosos del sistema eléctrico, es por esto que uno de los principales objetivos de la protección de transformadores es limitar los daños de un transformador averiado debido a los largos plazos de reparación y sustitución de sus componentes. Algunas funciones de protección, como la protección contra sobreexcitación y la protección basada en la temperatura, pueden contribuir a este objetivo identificando las condiciones de funcionamiento que pueden causar el fallo del transformador.

Es de gran importancia disponer de un sistema de protecciones adecuado para los transformadores de potencia, el cual debe ser definido en base a criterios tales como capacidad, niveles de voltaje y criticidad en el sistema eléctrico donde se encuentren instalados, garantizando de esta forma la confiabilidad, continuidad y seguridad en

cada uno de los procesos medulares del sistema eléctrico de potencia. En este sentido, la protección óptima se logrará mediante la combinación adecuada entre el diseño del sistema, y el empleo de dispositivos de protección según sea necesario, con la finalidad de proteger al transformador tanto como sea posible, de un mal funcionamiento dentro del propio transformador, proteger al sistema eléctrico de los efectos de la falla del transformador y proteger al transformador de las perturbaciones que se produzcan en el sistema eléctrico al que está conectado.

El tipo de protección para un transformador varía según la aplicación y la importancia del transformador. El tipo de protección utilizado debe aislar rápidamente el transformador en caso de fallas internas para reducir el riesgo de fallo catastrófico y simplificar una posible reparación. Cualquier funcionamiento prolongado del transformador en condiciones anormales compromete su vida útil, razón por la cual es fundamental una protección adecuada para tales condiciones. En la figura 4.3, se muestra un esquema de protección de transformadores:

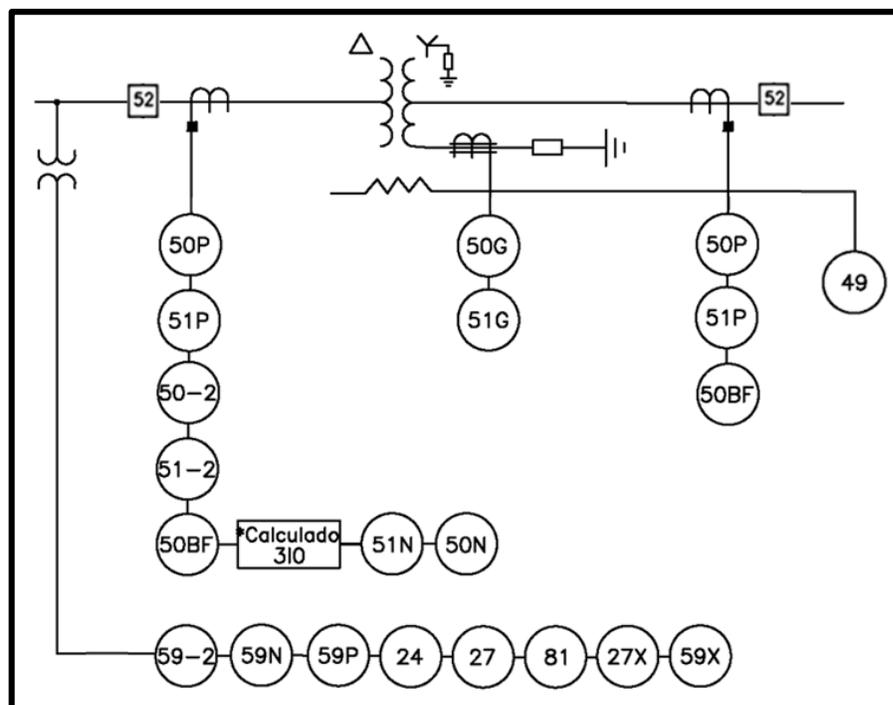


Figura 4.3. Esquema de protección de transformador (Fuente propia, 2024).

Es importante resaltar que el esquema mostrado anteriormente representa un esquema de protección para transformadores con dos devanados de 1 MVA a 5 MVA en el cual se puede apreciar que no se requieren funciones de protección diferencial.

4.3. Esquema de protección de motor

Algunas de las fallas que pueden presentarse en un motor son cortocircuitos, sobrecargas, desequilibrio de fases, bajo voltaje, alto voltaje, entre otras. A fin de proteger al motor contra estas condiciones se tienen las siguientes funciones de protección:

- ❖ Cortocircuito: El elemento de cortocircuito proporciona protección para fallas de sobrecorriente excesivamente alta. Cuando un motor arranca, la corriente de arranque (que suele ser 6 veces la corriente a plena carga) tiene componentes asimétricas; estas corrientes asimétricas pueden hacer que una fase vea hasta 1,7 veces la corriente de arranque RMS. Como resultado, el ajuste de pickup del relé de sobrecorriente debe ajustarse por encima de las corrientes de arranque asimétricas máximas vistas por los transformadores de corriente de fase para evitar disparos no deseados.
- ❖ Sobrecargas: Los motores trifásicos están diseñados de tal forma que las sobrecargas deben mantenerse por debajo del límite de daño térmico de la máquina. Las curvas de límites térmicos del motor constan de tres segmentos distintos que se basan en las tres condiciones de funcionamiento del motor: el rotor bloqueado, la aceleración del motor y la sobrecarga de funcionamiento del motor. Lo ideal sería disponer de curvas para las condiciones de funcionamiento en frío y en caliente del motor.
- ❖ Desequilibrio de fases: Durante el funcionamiento del motor, la pérdida de corriente en una de las tres fases provoca el aumento de las corrientes de las otras dos fases en 1,73 veces la corriente nominal a plena carga. Para cubrir esta condición se debe proporcionar una función especial de protección para una condición de desequilibrio

cuando la corriente en cualquiera de las fases es inferior al nivel de corte, mientras que la media de las tres corrientes es superior al 25% de la corriente nominal a plena carga.

❖ Bajo voltaje: Si un motor de inducción que funciona a plena carga se ve sometido a una condición de bajo voltaje, la velocidad a plena carga y el rendimiento disminuirán y el factor de potencia, la corriente y la temperatura aumentarán. Esta función puede considerarse una protección de reserva para el elemento de sobrecarga térmica.

❖ Alto voltaje: Cuando el motor funciona con alto voltaje, el deslizamiento disminuye y el rendimiento aumenta ligeramente. El voltaje alto provoca un incremento de la corriente de magnetización debido a un aumento de las pérdidas en el hierro, lo cual podría causar el sobrecalentamiento del motor, y a su vez provocar una disminución de la corriente de carga haciendo que la corriente total resultante sea inferior a la corriente del motor a voltaje nominal; por ende, si la corriente de magnetización aumenta mientras que la corriente de carga permanece constante, la temperatura de funcionamiento del motor aumentaría.

Una selección adecuada de las protecciones a implementar en motores eléctricos garantizará su funcionamiento, identificando rápidamente todas aquellas fallas que se puedan producir para que de esta forma los motores puedan ser desconectados antes de que se produzcan daños que originen un impacto significativo. En la figura 4.4 se muestra el esquema de protección para un motor de media tensión.

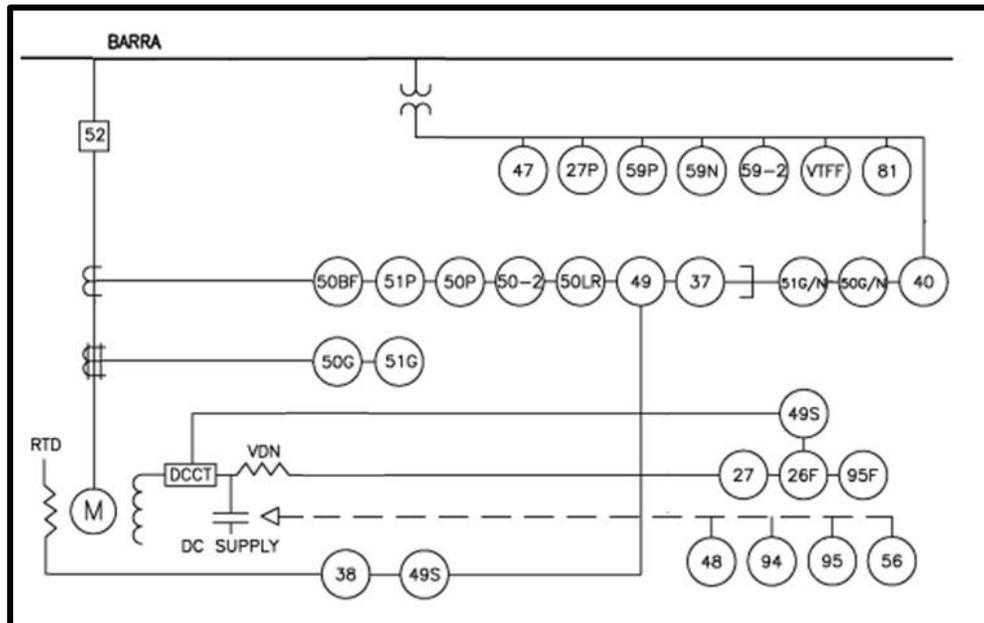


Figura 4.4. Esquema de protección de motor (Fuente propia, 2024).

Es necesario resaltar que en el alcance de este proyecto de investigación se contempla solamente la selección de dispositivos electrónicos inteligentes para barras y alimentadores. Los esquemas de transformador y de motor mostrados anteriormente podrán servir como guía a proyectos futuros en los cuales se busque seleccionar nuevos IED's aguas abajo del presente sistema en estudio.

CAPÍTULO V

**ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO EN RÉGIMEN
PERMANENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN 13,8 KV ENTRE
PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE
POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ**

En este capítulo se presentan y analizan los resultados de los estudios del comportamiento del sistema eléctrico en régimen permanente realizados para determinar los perfiles de voltaje del centro de distribución de potencia RPLC y las máximas corrientes de carga que por él transitan, así como también las máximas corrientes de cortocircuito a las que podría verse sometida esta subestación.

En relación al estudio de flujo de potencia, la norma ANSI C84.1 (2006), expone que los sistemas de suministro eléctrico deben diseñarse y operarse de manera que los voltajes de servicio máximos y mínimos estén dentro de los límites especificados en la tabla 5.1. Además, añade que la ocurrencia de voltajes de servicio fuera de estos límites debe ser infrecuente.

Tabla 5.1. Voltajes nominales del sistema y rangos del voltaje de servicio.

CONDICIÓN DE OPERACIÓN	VOLTAJE NOMINAL	VOLTAJE DE SERVICIO MÁXIMO	VOLTAJE DE SERVICIO MÍNIMO
Normal	34,5 kV	36,23 kV (105%)	33,64 kV (97,5%)
Contingencia		36,51 kV (105,82%)	32,78 kV (95%)
Normal	13,8 kV	14,49 kV (105%)	13,46 kV (97,5%)
Contingencia		14,52 kV (105,21%)	13,11 kV (95%)

Por otra parte, los casos de estudio de cortocircuito se efectuaron para fallas de línea a tierra y fallas trifásicas; la primera por ser la más probable de ocurrir y la segunda porque a pesar de ser la menos probable en ocurrencia es la que puede someter a los equipos y máquinas a los esfuerzos más severos. Los parámetros de red obtenidos en estos estudios serán utilizados en el cálculo de los ajustes de los dispositivos electrónicos inteligentes que serán elegidos en el capítulo siguiente.

5.1. Premisas de simulación

- ❖ Se modeló el sistema eléctrico de la refinería Puerto La Cruz mediante el software ETAP (Electrical Transient Analyzer Program) versión 20.6, considerando un equivalente del Sistema Eléctrico Nacional en 230 kV en la subestación Guanta II.
- ❖ Cambiador de tomas bajo carga de los transformadores **XFR-53-7A01** y **XFR-53-7A02** (230 kV-34,5 kV) en estado automático.
- ❖ Transformadores de interconexión **XFR-53-5X01** y **XFR-53-5X02** (34,5 kV-13,8 kV) con TAP en posición central.
- ❖ Generadores TG-1 y TG-2 de la Planta Alberto Lovera fuera de servicio.
- ❖ Turbogeneradores TG-6, TG-7, TG-8 y TG-9 de Planta Eléctrica despachando 9 MW, 12 MW, 13 MW y 10 MW respectivamente.
- ❖ El interruptor de enlace B-120 de la subestación “A” se encuentra cerrado.
- ❖ El estudio de flujo de potencia se desarrolló aplicando el método Newton Raphson, ajustando la precisión para la convergencia del programa a 0,0001.
- ❖ El estudio de cortocircuito fue realizado empleando la metodología descrita por ANSI/IEEE, considerando 1,00 p.u. del voltaje nominal como el voltaje de pre-falla.
- ❖ No se considera el valor de la corriente de cortocircuito a medio ciclo, ya que esta es utilizada en el dimensionamiento de equipos. Para la coordinación de protecciones del sistema se tomarán en cuenta los valores de corriente de cortocircuito entre 4 y 30 ciclos.

5.2. Escenarios de operación del sistema

Para llevar a cabo estos estudios se modelaron cuatro escenarios de operación del sistema eléctrico asociado a la interconexión entre la S/E Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia RPLC; dichos escenarios serán explicados a continuación, en conjunto con los resultados de los análisis de flujo de potencia y de cortocircuito.

5.2.1. Escenario 1

El escenario 1 (figura 5.1) representa la operación normal del sistema, donde el interruptor de enlace 17A se encuentra abierto en la S/E Planta Eléctrica, los turbogeneradores BARRA TG-6, TG-7, TG-8 y TG-9 están en servicio y el interruptor de enlace 1E abierto en el PDC RPLC.

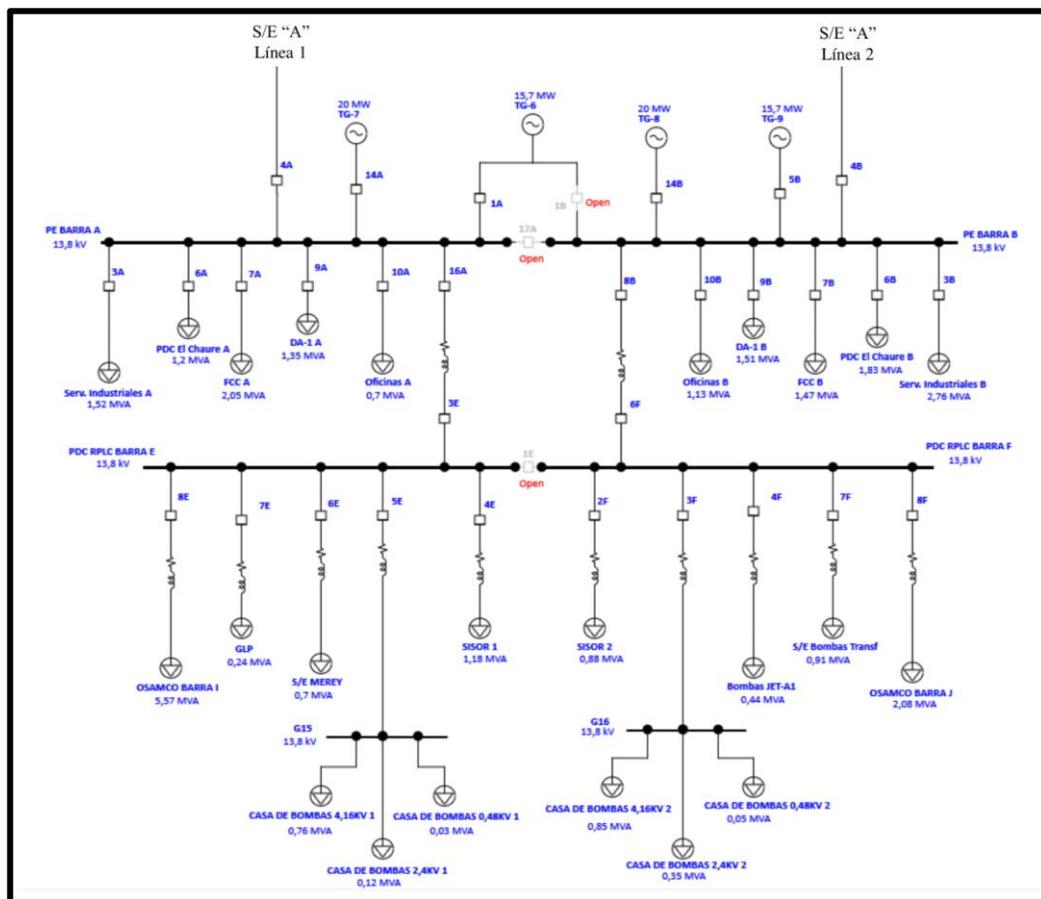


Figura 5.1. Escenario de operación número 1 (Fuente propia, 2024).

5.2.1.1. Resultados del estudio de flujo de potencia

A continuación, se muestran los resultados del estudio de flujo de potencia para el escenario de operación normal del sistema en estudio. En la tabla 5.2 se visualizan los valores de voltaje y potencia en las barras principales del sistema mientras que en las tablas 5.3 y 5.4 se expresan dichos valores para los cables del sistema.

Tabla 5.2. Perfiles de voltaje y carga en barras principales. Escenario 1.

BARRA	VOLTAJE NOMINAL (kV)	VOLTAJE DE OPERACIÓN (%)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)
S/E "A" BARRA "A"	34,5	99,95	16,197	7,844
S/E "A" BARRA "B"	34,5	99,95	14,863	6,848
Planta Eléctrica BARRA "A"	13,8	100,07	21	13,015
Planta Eléctrica BARRA "B"	13,8	99,93	23	13,634
PDC RPLC BARRA "E"	13,8	99,82	7,564	3,698
PDC RPLC BARRA "F"	13,8	99,76	5,137	2,599

Tabla 5.3. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra E.
Escenario 1.

CABLE	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	CORRIENTE (A)	FACTOR DE CARGA (%)
CIRCUITO 16A/3E	7,578	3,716	352,9	29,5
CIRCUITO 4E	1,061	0,514	49,44	9,9
CIRCUITO 5E	0,819	0,396	38,14	7,6
CIRCUITO 6E	0,630	0,305	29,34	5,8
CIRCUITO 7E	0,215	0,104	10,05	2
CIRCUITO 8E	4,837	2,376	225,9	31,2

Tabla 5.4. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra F.
Escenario 1.

CABLE	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	CORRIENTE (A)	FACTOR DE CARGA (%)
CIRCUITO 8B/6F	5,144	2,608	241,5	20,2
CIRCUITO 2F	0,791	0,383	36,89	7,4
CIRCUITO 3F	1,124	0,545	52,42	10,4
CIRCUITO 4F	0,395	0,191	18,44	3,7
CIRCUITO 7F	0,773	0,479	38,14	7,6
CIRCUITO 8F	2,052	1,001	95,74	13,2

5.2.1.2. Análisis de resultados del estudio de flujo de potencia

En los valores obtenidos en la simulación de este escenario de operación normal se observó que las principales barras del sistema eléctrico en estudio se encuentran dentro de los rangos normales de operación según la norma ANSI C84.1. De igual forma, se observa que los cables de potencia no superan la capacidad de los interruptores (1200 A).

5.2.1.3. Resultados del estudio de cortocircuito

En la tabla 5.5 se resumen las corrientes de cortocircuito de interrupción y en estado estable en las barras donde se encuentran conectados los turbogeneradores, así como los resultados en las barras “E” y “F” del centro de distribución de potencia RPLC.

Tabla 5.5. Corrientes de cortocircuito de interrupción y en estado estable. Escenario 1.

BARRA	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO (kA)		CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO (kA)	
	4 ciclos	30 ciclos	4 ciclos	30 ciclos
Planta Eléctrica BARRA "A"	22,56	13,46	15,01	12,65
Planta Eléctrica BARRA "B"	22,38	13,46	14,96	12,65
PDC RPLC BARRA "E"	19,97	12,37	11,28	9,86
PDC RPLC BARRA "F"	19,69	12,37	11,19	9,84

5.2.1.4. Análisis de resultados del estudio de cortocircuito

La tabla 5.5 muestra los resultados obtenidos en el software de simulación para un cortocircuito trifásico y monofásico en las principales barras del sistema en estudio, en dicha tabla se observa que, en la condición de operación normal del sistema los valores de corriente de cortocircuito no exceden el nivel de cortocircuito de las barras (31,5 kA).

5.2.2. Escenario 2

El escenario 2 (figura 5.2) representa una operación en contingencia del sistema eléctrico debido a la pérdida de una línea de interconexión entre la S/E Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia RPLC. En este escenario, los interruptores 8B y 6F están abiertos, el interruptor de enlace 17A se encuentra abierto en la S/E Planta Eléctrica, los turbogeneradores TG-6, TG-7, TG-8 y TG-9 están en servicio y el interruptor de enlace 1E cerrado en el PDC RPLC.

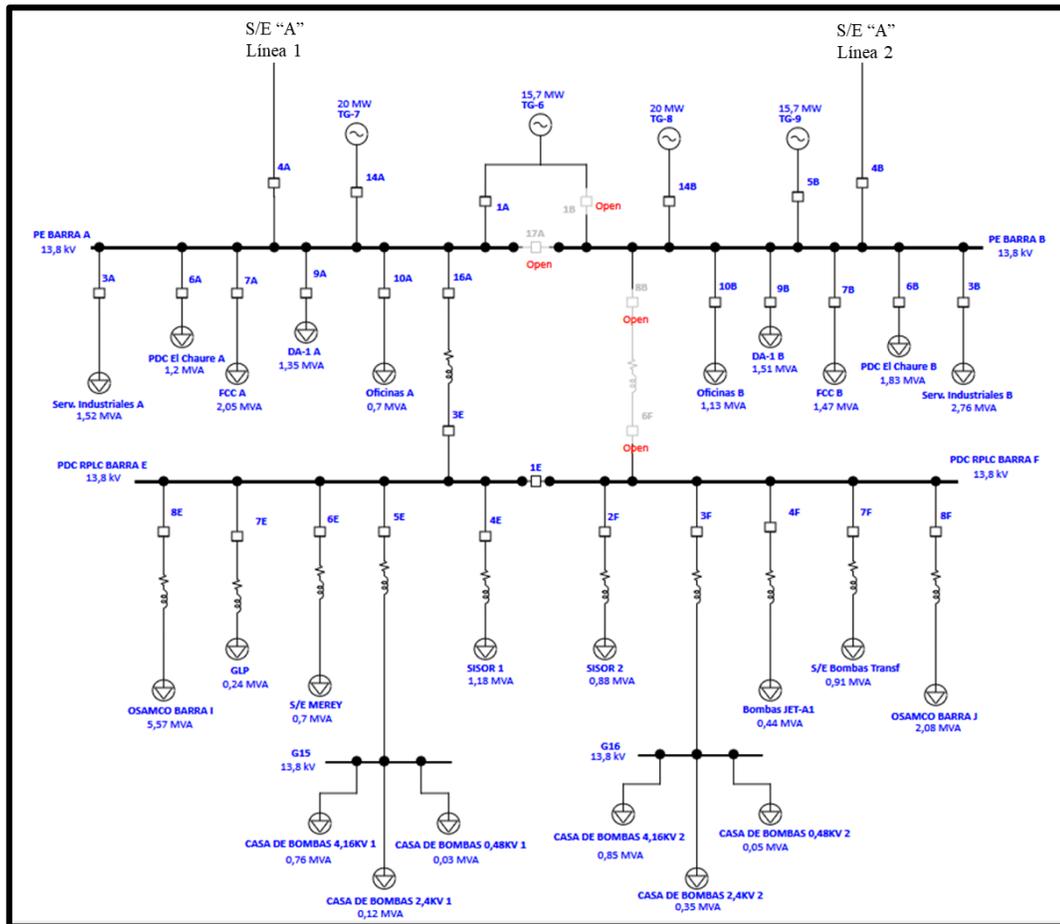


Figura 5.2. Escenario de operación número 2 (Fuente propia, 2024).

5.2.2.1. Resultados del estudio de flujo de potencia

En las tablas 5.6, 5.7 y 5.8 se muestran los resultados del estudio de flujo de potencia realizado para el segundo escenario de operación del sistema en estudio, en donde se pueden visualizar los valores de voltaje nominal y de operación, potencia activa y reactiva en las barras, así como los valores de potencia, corriente y factor de carga en los cables.

Tabla 5.6. Perfiles de voltaje y carga en barras principales. Escenario 2.

BARRA	VOLTAJE NOMINAL (kV)	VOLTAJE DE OPERACIÓN (%)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)
S/E "A" BARRA "A"	34,5	99,92	16,195	7,843
S/E "A" BARRA "B"	34,5	99,92	19,98	8,869
Planta Eléctrica BARRA "A"	13,8	99,9	21	13,015
Planta Eléctrica BARRA "B"	13,8	99,98	23	13,634
PDC RPLC BARRA "E"	13,8	99,48	12,694	6,293
PDC RPLC BARRA "F"	13,8	99,48	5,135	2,598

Tabla 5.7. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra E.
Escenario 2.

CABLE	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	CORRIENTE (A)	FACTOR DE CARGA (%)
CIRCUITO 16A/3E	12,734	6,346	595,9	49,8
CIRCUITO 4E	1,060	0,513	49,58	9,9
CIRCUITO 5E	0,818	0,396	38,26	7,6
CIRCUITO 6E	0,629	0,304	29,41	5,9
CIRCUITO 7E	0,215	0,104	10,08	2
CIRCUITO 8E	4,834	2,375	226,5	31,2

Tabla 5.8. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra F.
Escenario 2.

CABLE	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	CORRIENTE (A)	FACTOR DE CARGA (%)
CIRCUITO 8B/6F	0	0	0	0
CIRCUITO 2F	0,791	0,383	36,97	7,4
CIRCUITO 3F	1,124	0,545	52,56	10,5
CIRCUITO 4F	0,395	0,191	18,48	3,7
CIRCUITO 7F	0,772	0,478	38,21	7,6
CIRCUITO 8F	2,051	0,999	95,96	13,2

5.2.2.2. Análisis de resultados del estudio de flujo de potencia

Los valores mostrados en las tablas 5.6, 5.7 y 5.8 demuestran que las principales barras del sistema eléctrico estudiado se encuentran dentro de los rangos de operación para escenarios en contingencia, de acuerdo a la norma ANSI C84.1. Ante la pérdida del alimentador perteneciente al circuito 8B, el circuito 16A asume la carga, pero se puede apreciar que esto no excede la capacidad en régimen continuo de los interruptores (1200 A).

5.2.2.3. Resultados del estudio de cortocircuito

En la tabla 5.9 se muestran los valores de corriente de cortocircuito del segundo escenario de operación, en las barras “A” y “B” de la S/E Planta Eléctrica y en las barras “E” y “F” del centro de distribución de potencia RPLC.

Tabla 5.9. Corrientes de cortocircuito de interrupción y en estado estable. Escenario 2.

BARRA	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO (kA)		CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO (kA)	
	4 ciclos	30 ciclos	4 ciclos	30 ciclos
Planta Eléctrica BARRA "A"	23,44	13,46	15,3	12,65
Planta Eléctrica BARRA "B"	21,49	13,46	14,65	12,65
PDC RPLC BARRA "E"	20,87	12,37	11,48	9,86
PDC RPLC BARRA "F"	20,87	12,37	11,48	9,86

5.2.2.4. Análisis de resultados del estudio de cortocircuito

La tabla 5.9 muestra los resultados del estudio de cortocircuito monofásico y trifásico para el segundo escenario de operación, en el cual se aprecia que al igual que en el primer escenario, los valores de corriente de cortocircuito en las barras del sistema están dentro del rango permitido (31,5 kA).

5.2.3. Escenario 3

El escenario 3 (figura 5.3) se considera como una operación en contingencia del sistema ya que en condiciones normales de operación los interruptores de enlace de barras en la S/E Planta Eléctrica y en el centro de distribución de potencia RPLC permanecen abiertos debido a su configuración en secundario selectivo; para este escenario el interruptor de enlace 17A de Planta Eléctrica está cerrado, los turbogeneradores TG-6, TG-7, TG-8 y TG-9 están en servicio y el interruptor de enlace 1E en el PDC RPLC está cerrado.

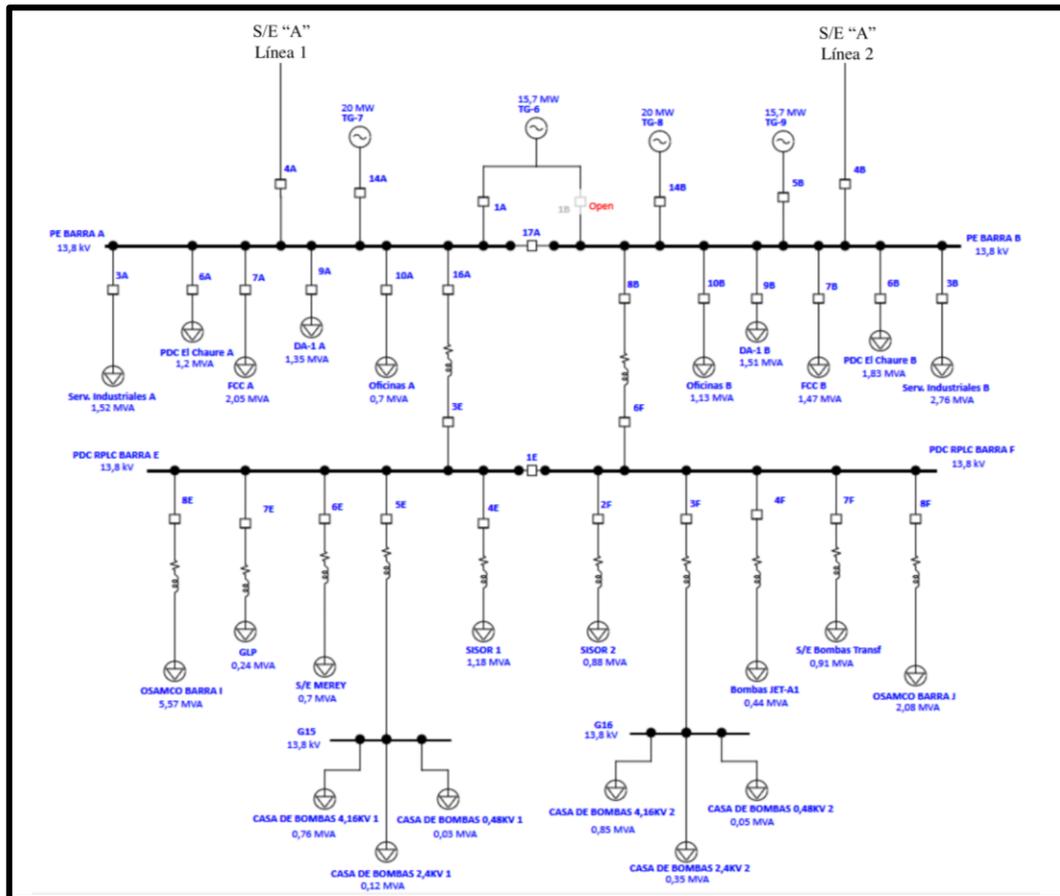


Figura 5.3. Escenario de operación número 3 (Fuente propia, 2024).

5.2.3.1. Resultados del estudio de flujo de potencia

En las tablas 5.10, 5.11 y 5.12, mostradas a continuación, se presentan los resultados obtenidos en el estudio de flujo de potencia para el tercer escenario de operación del sistema en estudio.

Tabla 5.10. Perfiles de voltaje y carga en barras principales. Escenario 3.

BARRA	VOLTAJE NOMINAL (kV)	VOLTAJE DE OPERACIÓN (%)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)
S/E "A" BARRA "A"	34,5	99,95	16,197	7,844
S/E "A" BARRA "B"	34,5	99,95	13,498	6,537
Planta Eléctrica BARRA "A"	13,8	100,28	21,153	13,015
Planta Eléctrica BARRA "B"	13,8	100,28	23	13,735
PDC RPLC BARRA "E"	13,8	100,08	7,568	3,699
PDC RPLC BARRA "F"	13,8	100,08	6,354	3,15

Tabla 5.11. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra E.

Escenario 3.

CABLE	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	CORRIENTE (A)	FACTOR DE CARGA (%)
CIRCUITO 16A/3E	6,364	3,163	296,5	24,8
CIRCUITO 4E	1,062	0,514	49,34	9,8
CIRCUITO 5E	0,819	0,397	38,05	7,6
CIRCUITO 6E	0,630	0,305	29,29	5,8
CIRCUITO 7E	0,216	0,104	10,04	2
CIRCUITO 8E	4,840	2,377	225,5	31,1

Tabla 5.12. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra F.
Escenario 3.

CABLE	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	CORRIENTE (A)	FACTOR DE CARGA (%)
CIRCUITO 8B/6F	6,364	3,163	296,5	24,8
CIRCUITO 2F	0,792	0,383	36,8	7,3
CIRCUITO 3F	1,125	0,545	52,28	10,4
CIRCUITO 4F	0,395	0,191	18,39	3,7
CIRCUITO 7F	0,773	0,479	38,05	7,6
CIRCUITO 8F	2,053	1,001	95,5	13,2

5.2.3.2. Análisis de resultados del estudio de flujo de potencia

En los valores obtenidos en la simulación del tercer escenario de operación, se observa que las principales barras del sistema eléctrico en estudio se encuentran dentro de los rangos de operación en situación de contingencia según la norma ANSI C84.1. Además, en este escenario, las corrientes de operación que fluyen por el sistema tampoco exceden los límites de los equipos asociados (1200 A).

5.2.3.3. Resultados del estudio de cortocircuito

A continuación, en la tabla 5.13, se muestran los valores de corriente de cortocircuito trifásicas y monofásicas a 4 ciclos y 30 ciclos en las principales barras del sistema en estudio para el caso del tercer escenario de operación.

Tabla 5.13. Corrientes de cortocircuito de interrupción y en estado estable. Escenario 3.

BARRA	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO (kA)		CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO (kA)	
	4 ciclos	30 ciclos	4 ciclos	30 ciclos
Planta Eléctrica BARRA "A"	43,08	24,94	29,45	24,44
Planta Eléctrica BARRA "B"	43,08	24,94	29,45	24,44
PDC RPLC BARRA "E"	38,22	23,06	22,18	19,19
PDC RPLC BARRA "F"	38,22	23,06	22,18	19,19

5.2.3.4. Análisis de los resultados del estudio de cortocircuito

El escenario número 3, en el cual los enlaces de barras 17A de la S/E Planta Eléctrica y 1E del centro de distribución de potencia RPLC están cerrados, representa el caso con el nivel más alto de cortocircuito (la corriente de cortocircuito es el doble de lo mostrado en los primeros dos escenarios debido a que en este caso los cuatro turbogeneradores inyectan corriente de cortocircuito a la misma barra), el cual excede el nivel de cortocircuito nominal que posee cada una de las barras del sistema eléctrico estudiado, exponiendo de esta manera a dichas subestaciones, y a su personal, a grandes riesgos de explosión e incendio en caso de ocurrir una falla trifásica.

5.2.4. Escenario 4

En el escenario 4 (figura 5.4) se presenta la operación del sistema ante la pérdida de un turbogenerador. En este caso el interruptor de enlace 17A de la S/E Planta Eléctrica está cerrado, los turbogeneradores TG-6, TG-7 y TG-9 están en servicio, el turbogenerador TG-8 está fuera de servicio y el interruptor de enlace 1E del PDC RPLC está abierto.

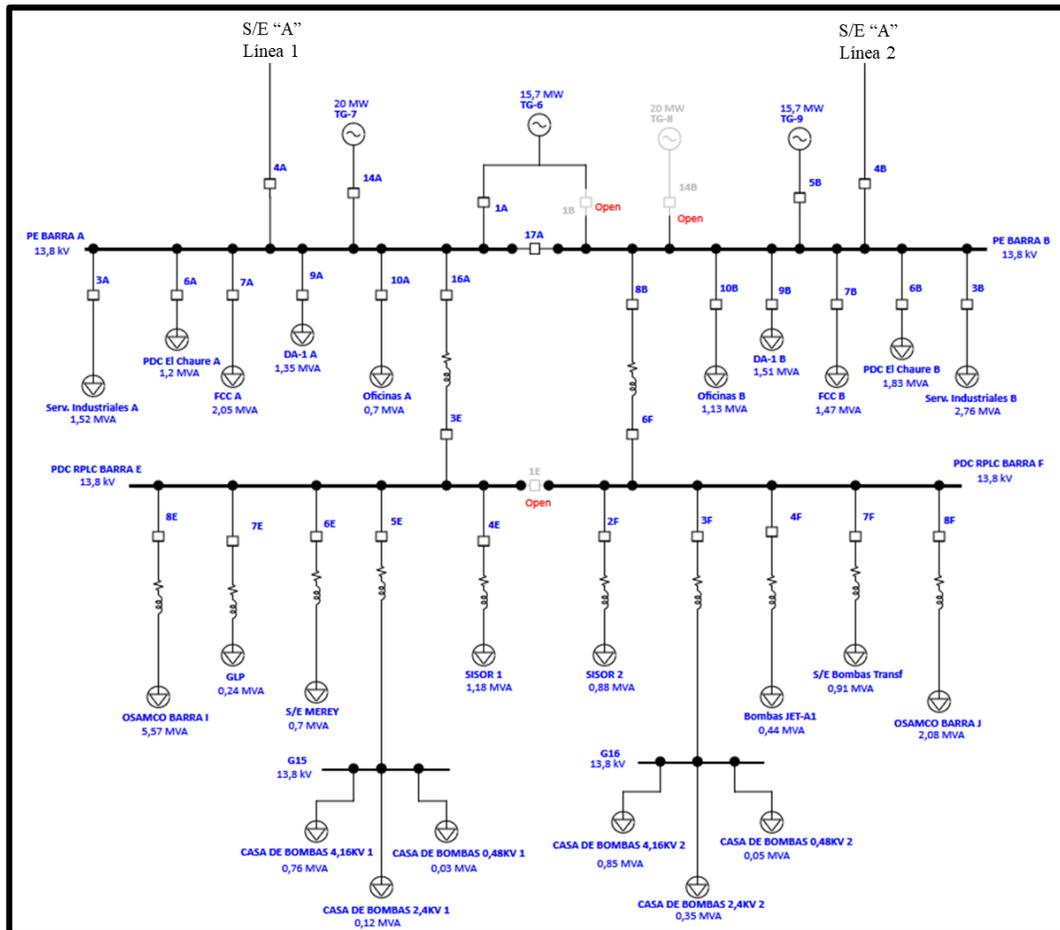


Figura 5.4. Escenario de operación número 4 (Fuente propia, 2024).

5.2.4.1. Resultados del estudio de flujo de potencia

A continuación, en las tablas 5.14, 5.15 y 5.16, se muestran los resultados del estudio de flujo de potencia para el cuarto escenario de operación del sistema en estudio.

Tabla 5.14. Perfiles de voltaje y carga en barras principales. Escenario 4.

BARRA	VOLTAJE NOMINAL (kV)	VOLTAJE DE OPERACIÓN (%)	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)
S/E "A" BARRA "A"	34,5	99,49	16,167	7,83
S/E "A" BARRA "B"	34,5	99,49	13,478	6,528
Planta Eléctrica BARRA "A"	13,8	100,23	21	13,015
Planta Eléctrica BARRA "B"	13,8	100,23	15,13	9,152
PDC RPLC BARRA "E"	13,8	99,98	7,567	3,699
PDC RPLC BARRA "F"	13,8	100,06	5,14	2,601

Tabla 5.15. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra E.

Escenario 4.

CABLE	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	CORRIENTE (A)	FACTOR DE CARGA (%)
CIRCUITO 16A/3E	7,580	3,717	352,4	29,5
CIRCUITO 4E	1,062	0,514	49,38	9,8
CIRCUITO 5E	0,819	0,396	38,09	7,6
CIRCUITO 6E	0,630	0,305	29,3	5,8
CIRCUITO 7E	0,216	0,104	10,04	2
CIRCUITO 8E	4,839	2,377	225,6	31,1

Tabla 5.16. Potencia, corriente y factor de carga en conductores de la barra F.
Escenario 4.

CABLE	POTENCIA ACTIVA (MW)	POTENCIA REACTIVA (MVAR)	CORRIENTE (A)	FACTOR DE CARGA (%)
CIRCUITO 8B/6F	5,146	2,609	240,9	20,1
CIRCUITO 2F	0,792	0,383	36,8	7,3
CIRCUITO 3F	1,125	0,545	52,29	10,4
CIRCUITO 4F	0,395	0,191	18,39	3,7
CIRCUITO 7F	0,773	0,479	38,06	7,6
CIRCUITO 8F	2,053	1	95,51	13,2

5.2.4.2. Análisis de resultados del estudio de flujo de potencia

En los resultados presentados en las tablas 5.14, 5.15 y 5.16, relacionadas al cuarto escenario de operación del sistema, se puede observar que las barras del sistema eléctrico en estudio se encuentran dentro de los rangos permitidos en la norma ANSI C84.1 para operaciones en situación de contingencia, a pesar de que el turbogenerador TG-8 está fuera de servicio. De igual forma, también se puede apreciar que las corrientes de operación presentes en el sistema no exceden los límites de los equipos asociados (1200 A).

5.2.4.3. Resultados del estudio de cortocircuito

En la tabla 5.17 se visualizan las corrientes de cortocircuito de interrupción y en estado estable en las barras donde se encuentran conectados los tres turbogeneradores en servicio, así como los resultados en las barras “E” y “F” del PDC RPLC.

Tabla 5.17. Corrientes de cortocircuito de interrupción y en estado estable. Escenario 4.

BARRA	CORTOCIRCUITO TRIFÁSICO (kA)		CORTOCIRCUITO MONOFÁSICO (kA)	
	4 ciclos	30 ciclos	4 ciclos	30 ciclos
Planta Eléctrica BARRA "A"	34,56	21,72	26,63	22,02
Planta Eléctrica BARRA "B"	34,56	21,72	26,63	22,02
PDC RPLC BARRA "E"	28,51	18,99	16,33	14,49
PDC RPLC BARRA "F"	28,35	18,99	16,28	14,49

5.2.4.4. Análisis de los resultados del estudio de cortocircuito

En este escenario, en el cual el turbogenerador TG-8 está fuera de servicio, los resultados expresados en la tabla 5.17 muestran una disminución de los valores de corriente de cortocircuito con respecto al escenario anterior (ya que en este caso solo tres generadores aportan corriente de cortocircuito al sistema); sin embargo, en las barras "E" y "F" del PDC RPLC el valor de corriente de cortocircuito es muy cercano al máximo nivel de cortocircuito (31,5 kA) y en las barras "A" y "B" de la S/E Planta Eléctrica el nivel de cortocircuito es excedido en caso de un cortocircuito trifásico.

CAPÍTULO VI

SELECCIÓN DE LOS NUEVOS DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN PARA EL SISTEMA ELÉCTRICO EN 13,8 KV ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ

Una matriz de evaluación técnica, o matriz de selección, es una herramienta representada en una tabla de doble entrada que permite analizar y comparar diversas alternativas en función de ciertas características, criterios y niveles de calidad predefinidos. Esta herramienta resulta útil para evaluar actividades, objetivos o competencias y determinar la mejor opción entre las alternativas presentadas.

6.1. Matriz de evaluación técnica

El método de Pugh, también conocido como matriz de Pugh, es una técnica simple pero efectiva para comparar alternativas y tomar decisiones basadas en un conjunto de criterios predefinidos. Para ejecutar este método es necesario llevar a cabo ciertos pasos que serán explicados a continuación:

1. Se identifican los criterios más importantes para la selección de la mejor alternativa.
2. Se identifican las diferentes alternativas que se van a evaluar.
3. Se construye una matriz donde las columnas representan las alternativas y las filas los criterios.
4. Cada celda de la matriz se llena con un valor que indica cómo se compara cada una de las alternativas en relación a cada criterio, utilizando una escala numérica para su valuación donde 1 representa el valor de menor criticidad y 5 representa el valor con mayor criticidad.

5. Se suman los valores de cada fila para obtener una puntuación total para cada alternativa.

6. Se comparan los resultados y la alternativa con la puntuación más alta es la que, según los criterios establecidos, es la mejor opción.

Este método ofrece diversas ventajas, como su simplicidad, pues es una herramienta accesible para cualquier persona, sin necesidad de poseer conocimientos estadísticos avanzados. También es un método muy flexible, pues se puede adaptar a cualquier tipo de decisión simplemente ajustando los criterios y las alternativas según las necesidades específicas que se requieran y, de la misma forma, permite visualizar fácilmente las fortalezas y debilidades de cada alternativa.

6.2. Criterios a considerar en la matriz de evaluación técnica

Para asegurar que el relé de protección elegido cumpla con los requisitos de modernización del centro de distribución de potencia de la refinería Puerto La Cruz, deberá poseer las siguientes características técnicas esenciales:

❖ **Protección y Control:** El relé elegido debe ofrecer una protección selectiva y rápida, minimizando el tiempo de interrupción del servicio. Además, debe ser capaz de adaptarse a diversas configuraciones de red y realizar múltiples funciones de protección, principalmente las funciones de sobrecorriente temporizada e instantánea, frecuencia y funciones de máximo y mínimo voltaje. Asimismo, debe poder efectuar una coordinación eficaz con otros dispositivos de protección.

❖ **Medición:** El relé seleccionado debe poseer la capacidad de medir una amplia gama de parámetros, como corriente de línea y de fase, voltaje, factor de potencia, frecuencia, potencia activa y reactiva, con una precisión de clase 0.2 o mejor. Además, debe ser capaz de medir la distorsión armónica total y los desbalances de voltaje y corriente.

❖ **Supervisión:** El dispositivo seleccionado debe ser capaz de realizar una supervisión continua y proactiva de valores RMS que permita detectar condiciones anómalas de

forma temprana, facilitando la toma de decisiones y evitando posibles fallas. Además, debe supervisar factores clave como el tiempo de operación del interruptor, número de operaciones de disparo y el desgaste del interruptor.

❖ Diagnóstico: El relé elegido debe tener la capacidad para registrar múltiples eventos de falla con alta frecuencia de muestreo (mínimo 32 muestras/ciclo), además de generar informes detallados que incluyan un registro completo de secuencia de eventos, pues esto es fundamental para la gestión y optimización de la red, ya que un diagnóstico preciso y rápido permite identificar la causa raíz de las fallas, minimizando de esta manera el tiempo de reparación y de restablecimiento del servicio.

❖ Economía: El relé debe tener un costo de adquisición competitivo, es decir, una relación precio/rendimiento favorable considerando el conjunto de funciones ofrecidas y un bajo costo total de propiedad, que considere la vida útil del equipo y los costos de operación y mantenimiento a largo plazo.

❖ Sencillez: El relé seleccionado debe caracterizarse por una interfaz HMI con una pantalla gráfica clara y a color con capacidad de visualización de diagramas unifilares y acceso rápido a datos clave. También debe contar con un Software intuitivo y fácil de usar y de configurar.

❖ Comunicación: Debe poseer protocolos de comunicación IEC 61850 Ed. 2, pues estas son esenciales para la integración del relé en sistemas SCADA y para la implementación de funcionalidades como teleprotección y telecontrol. Además, debe incluir GOOSE para intercambio de información entre relés y soporte para protocolos de redundancia de red para asegurar la comunicación en caso de fallas de red.

❖ Ciberseguridad: El relé debe tener incorporado control de acceso basado en roles de usuario con múltiples niveles de permiso, gestión de contraseñas robusta, registro de eventos de seguridad y alertas de intentos de acceso no autorizados.

6.3. Alternativas a evaluar en la matriz de selección

Entre la gran cantidad de fabricantes y modelos de relés de protección para alimentadores de distribución existentes en el mercado internacional, se eligieron tres candidatos cuyas soluciones en materia de tecnología han sido probadas de manera eficaz en la industria petrolera anteriormente. A continuación, se presentarán los fabricantes y los modelos a ser evaluados en la matriz de Pugh:

❖ Schneider Electric

Es líder mundial en el mercado de la gestión de la energía y la automatización. Su objetivo es contribuir a un mundo más sostenible y eficiente energéticamente. Ofrece soluciones para la distribución de energía eléctrica, incluyendo productos como interruptores, relés de protección, sistemas de control y software de gestión energética.

Easergy MiCOM P14x: El relé MiCOM P14x (figura 6.1) es una solución integral diseñada para proteger y controlar de manera eficiente líneas aéreas y cables subterráneos en sistemas de distribución. Su facilidad de uso lo convierten en una potente herramienta para garantizar la continuidad del servicio eléctrico. Gracias a su amplia gama de funciones de protección y a su capacidad para adaptarse a diferentes configuraciones de red, este relé se ha posicionado como una referencia en la industria.



Figura 6.1. Relé MiCOM P14x (Schneider Electric, 2024).

❖ General Electric

GE ha sido clave en la industria eléctrica desde sus inicios. A lo largo de su historia, ha contribuido enormemente en la industria energética ofreciendo productos para la generación de energía eléctrica y suministrando equipos para la transmisión y distribución de electricidad, como transformadores e interruptores de potencia. De igual forma, se dedica a proporcionar soluciones integrales para las redes eléctricas, incluyendo sistemas de protección, automatización y control.

Multilin 850: El Multilin 850 (figura 6.2) es un relé de protección diseñado para garantizar la fiabilidad y continuidad de las redes eléctricas. Este modelo ofrece una solución integral para la gestión, protección y control de alimentadores, tanto aéreos como subterráneos, y también para la supervisión y diagnóstico detallado de equipos. Además, su lógica programable permite adaptar el relé a una amplia variedad de aplicaciones, mientras que sus avanzadas funciones de comunicación facilitan la integración en sistemas SCADA. El Multilin 850 es una herramienta poderosa para mejorar la eficiencia y seguridad de los sistemas eléctricos, al mismo tiempo que simplifica la coordinación con otros dispositivos de protección.



Figura 6.2. Relé Multilin 850 (General Electric, 2024).

❖ Siemens

Es una empresa con una larga trayectoria en la industria eléctrica, que ha contribuido de manera significativa a la electrificación del mundo y al desarrollo de tecnologías innovadoras para la generación, transmisión y distribución de energía. Su enfoque en la sostenibilidad y la digitalización la posiciona como un líder en la transformación del sector energético hacia un futuro más sostenible y eficiente. Esta empresa ofrece soluciones de control industrial, software SCADA, automatización para subestaciones, medidores de energía y sistemas de protecciones eléctricas.

Siprotec 7SJ81: El Siprotec 7SJ81 (figura 6.3) es un relé de protección compacto y confiable, diseñado específicamente para brindar una protección eficiente a alimentadores en sistemas de media tensión. Su diseño funcional lo convierte en una solución ideal para aplicaciones donde se requiere una protección robusta. Además de ofrecer una protección integral contra sobrecorrientes, el 7SJ81 cumple con los estándares más recientes en materia de ciberseguridad y confiabilidad.



Figura 6.3. Relé Siprotec 7SJ81 (Siemens, 2024).

6.4. Especificaciones técnicas de los relés de protección

6.4.1. Easergy MiCOM P14x

❖ Protección y Control: Cumple con todas las funciones de protección mencionadas. Ofrece una lógica programable extensa para esquemas complejos permitiendo la adaptación a diversas configuraciones de red.

❖ Medición: Proporciona mediciones de alta precisión (clase 0.2S) de todos los parámetros requeridos (V, I, P, Q, f, FP). Además, ofrece análisis de armónicos (THD), lo cual es vital para la calidad de energía en un entorno industrial.

❖ Supervisión: Realiza monitoreo continuo de parámetros operativos, estado de E/S, y supervisión de circuitos de disparo. Su capacidad de registrar eventos facilita la detección temprana de anomalías.

❖ Diagnóstico: Destaca por sus registros oscilográficos con alta frecuencia de muestreo (hasta 32 muestreos/ciclo) y sus registros de secuencia de eventos con estampas de tiempo de 1 ms, permitiendo un análisis de falla detallado.

❖ Economía: Su diseño modular y la escalabilidad dentro de la serie P14x permiten una inversión inicial optimizada, pagando solo por las funciones necesarias, lo que contribuye a un buen costo-beneficio.

❖ Sencillez: Ofrece una HMI fácil de usar y el software MiCOM S1 Studio que es ampliamente conocido en la industria.

❖ Comunicación: Compatible con IEC 61850 Ed. 2, incluyendo opciones de PRP/HSR para redundancia de red. Soporta Modbus RTU/TCP, GOOSE y cuenta con varios puertos Ethernet y seriales.

❖ Ciberseguridad: Diseñado bajo IEC 62351, ofrece control de acceso basado en roles y registro de eventos de seguridad.

6.4.2. Multilin 850

❖ **Protección y Control:** Cubre todas las funciones de protección requeridas e incluso integra detección de arco eléctrico. Su FlexLogic es excepcionalmente potente para esquemas de control personalizados, lo que otorga una gran adaptabilidad a diversas configuraciones de red y lógicas de operación complejas.

❖ **Medición:** Proporciona mediciones de alta precisión (clase 0.2S) para todos los parámetros (V, I, P, Q, f, FP) y es capaz de medir la distorsión armónica total. Su capacidad para medir magnitudes RMS, junto con análisis de calidad de energía, es robusta.

❖ **Supervisión:** Supervisión de interruptores avanzada (diagnóstico de desgaste, tiempos de operación) e incluye monitoreo ambiental (temperatura, humedad).

❖ **Diagnóstico:** Cuenta con una capacidad de registro excepcional, oscilografía de alta resolución y registros de secuencia de eventos con estampas de tiempo de 1 ms.

❖ **Economía:** Aunque el costo inicial puede ser elevado, su concepto de "todo en uno" y su garantía de 10 años sugieren un menor costo total de propiedad a largo plazo. Además, su diseño sin capacitores electrolíticos también reduce el mantenimiento.

❖ **Sencillez:** Su pantalla gráfica a color configurable con diagrama unifilar aporta a la sencillez operativa local. La interfaz gráfica y la facilidad de uso del relé simplifican la interacción. Además, el software EnerVista 8 Series es unificado e intuitivo.

❖ **Comunicación:** Altamente compatible con IEC 61850 Ed. 2 (incluyendo PRP/HSR), Modbus RTU/TCP, DNP3.0, GOOSE y conectividad Wi-Fi.

❖ **Ciberseguridad:** Uno de los más robustos en este aspecto, diseñado para cumplir con NERC CIP y NISTIR 7628. Ofrece control de acceso RBAC, AAA, RADIUS, Syslog y otras características de seguridad avanzada.

6.4.3. Siprotec 7SJ81

- ❖ Protección y Control: Cubre las funciones esenciales de protección de alimentadores. La lógica gráfica programable con DIGSI 5 permite personalizar los esquemas de automatización.
- ❖ Medición: Proporciona las mediciones operacionales clave (V, I, f, P, Q, energía) con precisión 0.2S e incluye funciones básicas de calidad de energía y de desbalances de voltaje y corriente.
- ❖ Supervisión: Monitoreo del desgaste del interruptor, estado de E/S y supervisión del circuito de disparo.
- ❖ Diagnóstico: Ofrece registros oscilográficos de falla, registros de eventos y alarmas, y la capacidad de acceso web a datos de diagnóstico. Si bien la profundidad de registro es buena, puede ser un poco menos extensa que la de sus competidores premium en aplicaciones de diagnóstico muy detalladas.
- ❖ Economía: Está diseñado como una solución intrínsecamente costo-efectiva y compacta. Su precio inicial suele ser más bajo que la competencia.
- ❖ Sencillez: La HMI es sencilla y efectiva, con teclas de función programables útiles para la operación local y el software DIGSI 5 es una herramienta de ingeniería muy potente y ampliamente utilizada en la industria.
- ❖ Comunicación: Totalmente compatible con IEC 61850 Ed. 2 (incluyendo PRP y HSR), GOOSE, Modbus TCP/RTU y DNP3.0.
- ❖ Ciberseguridad: Muy robusto en ciberseguridad, diseñado para cumplir con NERC CIP y BDEW, con RBAC y autenticación de red.

6.5. Resultados de la matriz de evaluación técnica

En la tabla 6.1, mostrada a continuación, se muestran los resultados obtenidos en la matriz de evaluación utilizando el método de Pugh.

Tabla 6.1. Matriz de evaluación técnica

CRITERIOS DE SELECCIÓN	MICOM P14X	MULTILIN 850	SIPROTEC 7SJ81
PROTECCIÓN Y CONTROL	5	5	4
MEDICIÓN	5	5	5
SUPERVISIÓN	5	5	4
DIAGNÓSTICO	5	5	4
ECONOMÍA	4	4	5
SENCILLEZ	4	5	5
COMUNICACIÓN	5	5	5
CIBERSEGURIDAD	4	5	5
TOTAL	37	39	37

6.6. Análisis de resultados de la matriz de evaluación técnica

En la matriz de evaluación técnica se puede observar que, entre los tres candidatos evaluados, el modelo Multilin 850 es el que cumple de una manera más apta con las características y criterios establecidos en el apartado 6.2 de este capítulo con una puntuación de 39 de 40 puntos posibles, lo que equivale a 97,5%; es por esta razón que este modelo de relés de protección y control para alimentadores es el seleccionado para formar parte del nuevo sistema de protecciones eléctricas del centro de distribución de potencia RPLC.

CAPÍTULO VII

EVALUACIÓN DE LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN 13,8 KV ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ

En el presente capítulo se exponen los cálculos de los ajustes de fase y de neutro que serán configurados en los relés de protección seleccionados en el capítulo anterior, haciendo uso de los resultados obtenidos en los estudios de flujo de potencia y de cortocircuito, así como de los datos recopilados del sistema en estudio, con la finalidad de comprobar la selectividad del nuevo sistema de protecciones del centro de distribución de potencia RPLC.

7.1. Consideraciones para los ajustes

❖ Teniendo en cuenta que la máxima corriente de carga es inferior al 35% de la capacidad de cada circuito, al no tener información a detalle de las interconexiones aguas abajo y buscando garantizar la selectividad amperimétrica, para el ajuste de sobrecorriente temporizada de fase el valor de la corriente de arranque o pick up vista por cada relé se considerará como el 80% de la ampacidad del conductor de cada circuito, con el objetivo de proteger la integridad del cable ante corrientes de cortocircuito de magnitud muy elevada. Para realizar el cálculo de este ajuste se utilizará la ecuación 7.1:

$$x_{CT} = \frac{I_{PU}}{I_{NP}} \quad (7.1)$$

Donde:

x_{CT} : Múltiplo de la corriente nominal del transformador de corriente.

I_{PU} : Corriente de pick up.

I_{NP} : Corriente nominal primaria del transformador de corriente.

❖ Para el cálculo del ajuste multiplicador de tiempo TDM a configurar en cada relé de protección, se hará uso de las ecuaciones 7.2 y 7.3, así como de las constantes expresadas en la tabla 7.1, las cuales se presentan a continuación:

$$TDM = \frac{t}{\left(A + \frac{B}{N-C} + \frac{D}{(N-C)^2} + \frac{E}{(N-C)^3} \right)} \quad (7.2)$$

$$N = \frac{I}{I_{PU}} \quad (7.3)$$

Donde:

TDM : Ajuste del multiplicador de tiempo.

t : Tiempo de operación en segundos.

I : Corriente primaria de análisis.

I_{PU} : Corriente de pick up.

A, B, C, D, E : Constantes dependientes del grado de inversidad.

Tabla 7.1. Constantes de las curvas de tiempo inverso (ANSI C37.90)

CURVA ANSI	A	B	C	D	E
Extremadamente inversa	0,0399	0,2294	0,5	3,0094	0,7222
Muy inversa	0,0615	0,7989	0,34	-0,2814	4,0505
Normalmente inversa	0,0274	2,2614	0,3	-4,1899	9,1272
Moderadamente inversa	0,1735	0,6791	0,8	-0,08	0,1271

❖ El tipo de curva tiempo-corriente a utilizar se definió como ANSI muy inversa de la tabla 7.1.

- ❖ Al no conocer la complejidad de los circuitos y las protecciones aguas abajo del centro de distribución de potencia RPLC, se le asignará a los nuevos IED's un tiempo mínimo de operación de 500 ms para la protección de fase y de 400 ms para la protección de neutro, dando de esta forma oportunidad a las protecciones aguas abajo de despejar las fallas que puedan ocurrir en sus circuitos correspondientes.
- ❖ Para garantizar la selectividad cronométrica entre dispositivos de protección sucesivos se establecerá un margen de coordinación de 250 ms.
- ❖ Para el ajuste de sobrecorriente temporizada de neutro se considerará un desbalance máximo del 20%, por ende, se aplicará un factor multiplicador de 0,2 a los valores obtenidos para el ajuste de sobrecorriente temporizada de fase.
- ❖ Si la corriente primaria de análisis utilizada en la ecuación 7.3 es mayor a 20 veces la corriente de pick up, se utilizará el valor de 20 múltiplos de la corriente de pick up en el cálculo de la variable N, ya que los relés limitan el tiempo de operación para valores por encima de 20 veces esta corriente. Teniendo en cuenta esto, los valores identificados con (*) hacen referencia a 20 múltiplos de la corriente de pick up.

7.2. Ajustes de los circuitos de salida del PDC RPLC

Para realizar los cálculos de los ajustes de sobrecorriente para los circuitos alimentadores que salen del centro de distribución de potencia se considerará, como corriente de análisis, una falla trifásica para el ajuste de fase y una falla monofásica para el ajuste de neutro, ambos casos para una falla en la barra de cada circuito en particular.

Es importante resaltar que, como se detalló en la tabla 3.6 en el capítulo 3, los conductores de los circuitos 2F, 3F, 4F, 7F, 4E, 5E, 6E y 7E cuentan con una ampacidad de 500 amperios. Por otro lado, los conductores de los circuitos 8E y 8F tienen una ampacidad de 725 amperios.

7.2.1. Circuitos 4E y 2F

7.2.1.1. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de fase (ANSI 51)

El ajuste de corriente de fase x_{CT} se consigue utilizando la ecuación 7.1:

$$x_{CT} = \frac{500 * 0,8}{400} = 1$$

La corriente de falla vista por los relés de estos circuitos en caso de un cortocircuito trifásico es de 26,9 kA, por ende, por ser mayor a 20 veces la corriente de pick up, la variable N se calcula como:

$$N = \frac{8000^*}{400} = 20$$

Utilizando el valor de N y de las constantes de la tabla 7.1 para una curva ANSI Muy Inversa conseguimos el ajuste multiplicador de tiempo, como se muestra a continuación:

$$TDM = \frac{0,5}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 4,9$$

7.2.1.2. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de neutro (ANSI 51N)

El ajuste de corriente de neutro x_{CT} se consigue utilizando la ecuación 7.1, tomando en consideración un factor multiplicador de 0,2 según lo establecido en el apartado *consideraciones para los ajustes*:

$$x_{CT} = \frac{500 * 0,8 * 0,2}{400} = 0,2$$

La corriente de análisis para determinar el valor de la variable N a ser usada en la ecuación del ajuste TDM es de 1600 A (20 veces la corriente de pick up), ya que la corriente monofásica vista por el relé tiene un valor de 15,42 kA.

$$N = \frac{1600^*}{80} = 20$$

Entonces, el ajuste multiplicador de tiempo de neutro es:

$$TDM = \frac{0,4}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 3,92$$

7.2.2. Circuitos 5E y 3F

7.2.2.1. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de fase (ANSI 51)

El ajuste de fase xCT es el siguiente:

$$xCT = \frac{500 * 0,8}{400} = 1$$

La corriente de análisis que corresponde a los circuitos 5E y 3F es de 22,6 kA, lo cual representa un valor mayor a 20 múltiplos de la corriente de pick up, por lo cual la variable N se calcula como:

$$N = \frac{8000^*}{400} = 20$$

Entonces, el ajuste multiplicador de tiempo, es:

$$TDM = \frac{0,5}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 4,9$$

7.2.2.2. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de neutro (ANSI 51N)

El ajuste de neutro x_{CT} se calcula como:

$$x_{CT} = \frac{500 * 0,8 * 0,2}{400} = 0,2$$

Para el caso de los circuitos 5E y 3F la corriente de análisis monofásica vista por los relés es de 12,46 kA, entonces, el valor de N para la función de neutro es:

$$N = \frac{1600^*}{80} = 20$$

Utilizando el valor de N en la ecuación del ajuste TDM :

$$TDM = \frac{0,4}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 3,92$$

7.2.3. Circuito 4F

7.2.3.1. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de fase (ANSI 51)

El ajuste de fase x_{CT} es:

$$x_{CT} = \frac{500 * 0,8}{400} = 1$$

En el caso del circuito 4F la corriente primaria de análisis, o de cortocircuito trifásico, es de 25,77 kA, es decir, superior a 20 veces la corriente de arranque, entonces:

$$N = \frac{8000^*}{400} = 20$$

Y el ajuste multiplicador de tiempo TDM es el siguiente:

$$TDM = \frac{0,5}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 4,9$$

7.2.3.2. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de neutro (ANSI 51N)

El ajuste de neutro xCT es:

$$xCT = \frac{500 * 0,8 * 0,2}{400} = 0,2$$

En caso de una falla monofásica en el circuito 4F se tiene una corriente de 14,56 kA, por ende:

$$N = \frac{1600^*}{80} = 20$$

Y el ajuste multiplicador de tiempo, haciendo uso de la ecuación 7.2, es el que se muestra a continuación:

$$TDM = \frac{0,4}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 3,92$$

7.2.4. Circuitos 6E y 7F

7.2.4.1. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de fase (ANSI 51)

El ajuste de corriente de fase x_{CT} para los circuitos 6E y 7F es:

$$x_{CT} = \frac{500 * 0,8}{400} = 1$$

Para el cálculo de N , se tiene que la corriente de análisis vista por los relés de estos circuitos es de 27,08 kA, es decir, es superior a 20 veces la corriente de disparo, por lo cual:

$$N = \frac{8000^*}{400} = 20$$

$$TDM = \frac{0,5}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 4,9$$

7.2.4.2. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de neutro (ANSI 51N)

El ajuste de neutro x_{CT} para los circuitos 6E y 7F es:

$$x_{CT} = \frac{500 * 0,8 * 0,2}{400} = 0,2$$

En el caso de estos circuitos, la corriente de análisis es 15,42 kA, por ende, la corriente a utilizar en el cálculo de N es:

$$N = \frac{1600^*}{80} = 20$$

De esta forma, el ajuste multiplicador de tiempo queda como:

$$TDM = \frac{0,4}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 3,92$$

7.2.5. Circuitos 7E

7.2.5.1. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de fase (ANSI 51)

El cálculo del ajuste de fase x_{CT} para el circuito 7E es el que sigue:

$$x_{CT} = \frac{500 * 0,8}{400} = 1$$

Y para definir el ajuste multiplicador de tiempo TDM se calcula la variable N con un múltiplo de 20 veces la corriente de pick up, ya que la corriente de análisis de este circuito es de 27,66 kA, como se muestra seguidamente:

$$N = \frac{8000^*}{400} = 20$$

Ingresando el valor de N en la ecuación 7.2 conseguimos que:

$$TDM = \frac{0,5}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 4,9$$

7.2.5.2. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de neutro (ANSI 51N)

El ajuste de neutro x_{CT} se muestra a continuación:

$$x_{CT} = \frac{500 * 0,8 * 0,2}{400} = 0,2$$

En el caso de este circuito la corriente de análisis es de 15,77 kA, lo que significa que para determinar la variable N se utiliza el valor de 20 veces la corriente de arranque:

$$N = \frac{1600^*}{80} = 20$$

Y el ajuste de tiempo se calcula utilizando la ecuación 7.2 para obtener el valor del TDM de la siguiente manera:

$$TDM = \frac{0,4}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 3,92$$

7.2.6. Circuitos 8E y 8F

7.2.6.1. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de fase (ANSI 51)

En el caso de los circuitos 8E y 8F el ajuste de corriente de fase x_{CT} es:

$$x_{CT} = \frac{725 * 0,8}{400} = 1,45$$

Mientras que para este caso la corriente de análisis tiene un valor de 14,47 kA, también superior al valor de 20 veces la corriente de pick up, entonces:

$$N = \frac{11600^*}{580} = 20$$

Utilizando el valor de N y las constantes de la tabla 7.1 para una curva ANSI Muy Inversa, conseguimos que el ajuste TDM es:

$$TDM = \frac{0,5}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 4,9$$

7.2.6.2. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de neutro (ANSI 51N)

Usando el factor multiplicador de 0,2 encontramos que el valor de x_{CT} de neutro para los circuitos 8E y 8F es:

$$x_{CT} = \frac{725 * 0,8 * 0,2}{400} = 0,29$$

En caso de una falla monofásica se tiene una corriente de análisis de 7,92 kA, entonces calculamos el valor de la variable N utilizando el múltiplo 20 de la corriente de pick up de neutro:

$$N = \frac{2320^*}{116} = 20$$

$$TDM = \frac{0,4}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 3,92$$

7.3. Ajustes de los alimentadores de llegada al PDC RPLC

El caso de análisis para determinar la corriente de cortocircuito vista por los IED's asociados a los alimentadores de llegada al PDC RPLC son una falla trifásica y monofásica en la propia barra del centro de distribución de potencia RPLC. Dicho esto, al igual que en el apartado 7.2, es necesario resaltar que los dos circuitos alimentadores cuentan con una ampacidad total de 1195 amperios.

7.3.1. Circuitos 3E y 6F

7.3.1.1. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de fase (ANSI 51)

Utilizando la ecuación 7.1 se obtiene el ajuste de corriente de fase x_{CT} :

$$x_{CT} = \frac{1195 * 0,8}{1200} = 0,80$$

La corriente vista por los relés asociados a los dos alimentadores de entrada al Centro de distribución de potencia en caso de un cortocircuito trifásico es de 27,45 kA, lo que representa un valor por encima de 20 veces la corriente de pick up, entonces:

$$N = \frac{19120^*}{956} = 20$$

Según el criterio establecido para garantizar la selectividad cronométrica, el diferencial de tiempo entre dispositivos de protección sucesivos es de 250 ms, por ende, para los IED's asociados a los alimentadores que energizan el centro de distribución de potencia se tiene un tiempo de:

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 500 \text{ ms} + 250 \text{ ms}$$

$$t_2 = 750 \text{ ms}$$

Utilizando este tiempo se consigue un ajuste multiplicador de tiempo de:

$$TDM = \frac{0,75}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 7,36$$

7.3.1.2. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de neutro (ANSI 51N)

El ajuste xCT de neutro, considerando el desbalance del 20% en relación al ajuste de fase, es:

$$xCT = \frac{1195 * 0,8 * 0,2}{1200} = 0,16$$

La corriente vista por los relés asociados a ambos alimentadores en caso de un cortocircuito monofásico es de 16,33 kA, entonces:

$$N = \frac{3824^*}{191,2} = 20$$

Siguiendo el criterio establecido para garantizar la selectividad cronométrica, el diferencial de tiempo entre dispositivos de protección sucesivos es de 250 ms, por ende:

$$t_2 = t_1 + \Delta t = 400 \text{ ms} + 250 \text{ ms}$$

$$t_2 = 650 \text{ ms}$$

De esta forma, utilizando la ecuación 7.2, se calcula el ajuste TDM :

$$TDM = \frac{0,65}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 6,38$$

7.3.2. Circuitos 16A y 8B

El circuito 16A y el circuito 8B representan la salida desde la S/E Planta Eléctrica hacia el centro de distribución de potencia RPLC, por lo cual poseen los mismos ajustes de fase y neutro xCT calculados para los circuitos 3E y 6F. Teniendo en cuenta lo anterior, solamente se calculará el ajuste multiplicador de tiempo de fase y de neutro tomando en consideración el diferencial de tiempo especificado para dispositivos de protección sucesivos.

7.3.2.1. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de fase (ANSI 51)

El tiempo de operación para la función de fase de los IED's asociados a los circuitos 16A y 8B, ubicados en la S/E Planta Eléctrica, se calcula agregándole un diferencial de tiempo de 250 ms al tiempo de operación de los IED's de los circuitos 3E y 6F, como se muestra a continuación:

$$t_3 = t_2 + \Delta t = 750 \text{ ms} + 250 \text{ ms}$$

$$t_3 = 1 \text{ s}$$

Utilizando este tiempo calculamos el valor del ajuste multiplicador de tiempo TDM con la ecuación 7.2:

$$TDM = \frac{1}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 9,81$$

7.3.2.2. Cálculo de ajuste función de sobrecorriente temporizada de neutro (ANSI 51N)

De manera similar a lo anterior, el tiempo a utilizar en el cálculo del ajuste TDM de neutro para asegurar la selectividad cronométrica es:

$$t_3 = 650 \text{ ms} + 250 \text{ ms}$$

$$t_3 = 900 \text{ ms}$$

Por ende:

$$TDM = \frac{0,9}{(0,0615 + \frac{0,7989}{(20 - 0,34)} + \frac{-0,284}{(20 - 0,34)^2} + \frac{4,0505}{(20 - 0,34)^3})}$$

$$TDM = 8,83$$

A manera de resumen se presentan a continuación las tablas 7.2 y 7.3, en las cuales se aprecian los nuevos ajustes de sobrecorriente temporizada de fase y de neutro de los circuitos asociados al centro de distribución de potencia RPLC.

Tabla 7.2. Ajustes de los circuitos de llegada. (Fuente propia)

CIRCUITO	TC	AJUSTES DE FASE (FUNCIÓN 51)		TIPO DE CURVA	AJUSTES DE NEUTRO (FUNCIÓN 51N)		TIPO DE CURVA
		xCT	TDM		xCT	TDM	
16A / 8B	1200 / 5	0,8	9,81	ANSI Muy Inversa	0,16	8,83	ANSI Muy Inversa
3E / 6F			7,36			6,38	

Tabla 7.3. Ajustes de los circuitos de salida. (Fuente propia)

CIRCUITO	TC	AJUSTES DE FASE (FUNCIÓN 51)		TIPO DE CURVA	AJUSTES DE NEUTRO (FUNCIÓN 51N)		TIPO DE CURVA
		xCT	TDM		xCT	TDM	
4E / 2F	400 / 5	1	4,9	ANSI Muy Inversa	0,2	3,92	ANSI Muy Inversa
5E / 3F							
4F							
6E / 7F							
7E							
8E / 8F		1,45	0,29				

7.4. Gráficos de coordinación

A continuación, desde la figura 7.1 hasta la figura 7.24, se muestran los gráficos de coordinación resultantes de fase y neutro correspondientes a los nuevos ajustes de los IED's seleccionados para el centro de distribución de potencia RPLC en 13,8 kV, en los cuales se aprecian las curvas de operación de los dispositivos de protección y los ajustes de cada circuito en particular, junto con las curvas y ajustes de los IED's aguas arriba del mismo; además, también se muestran los tiempos de actuación ante corrientes de cortocircuito correspondientes al escenario de operación normal, el diferencial de tiempo entre dispositivos sucesivos y las corrientes máximas de cortocircuito que detectarán los dispositivos de protección en caso de fallas.

7.4.1. Gráficos de coordinación de fase – circuitos de la barra E

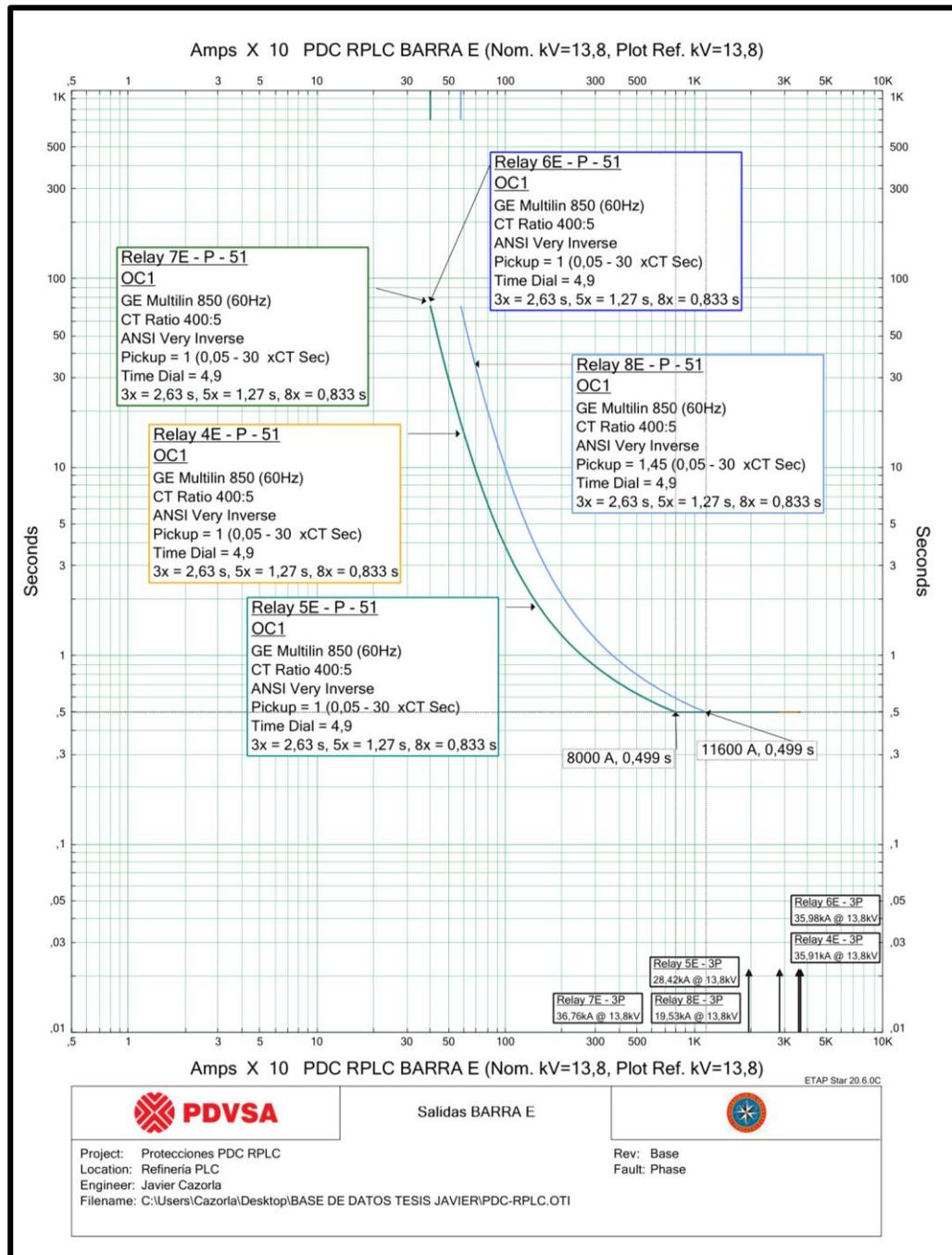


Figura 7.1. Gráfico de coordinación de fase - circuitos barra E (Fuente propia, 2025).

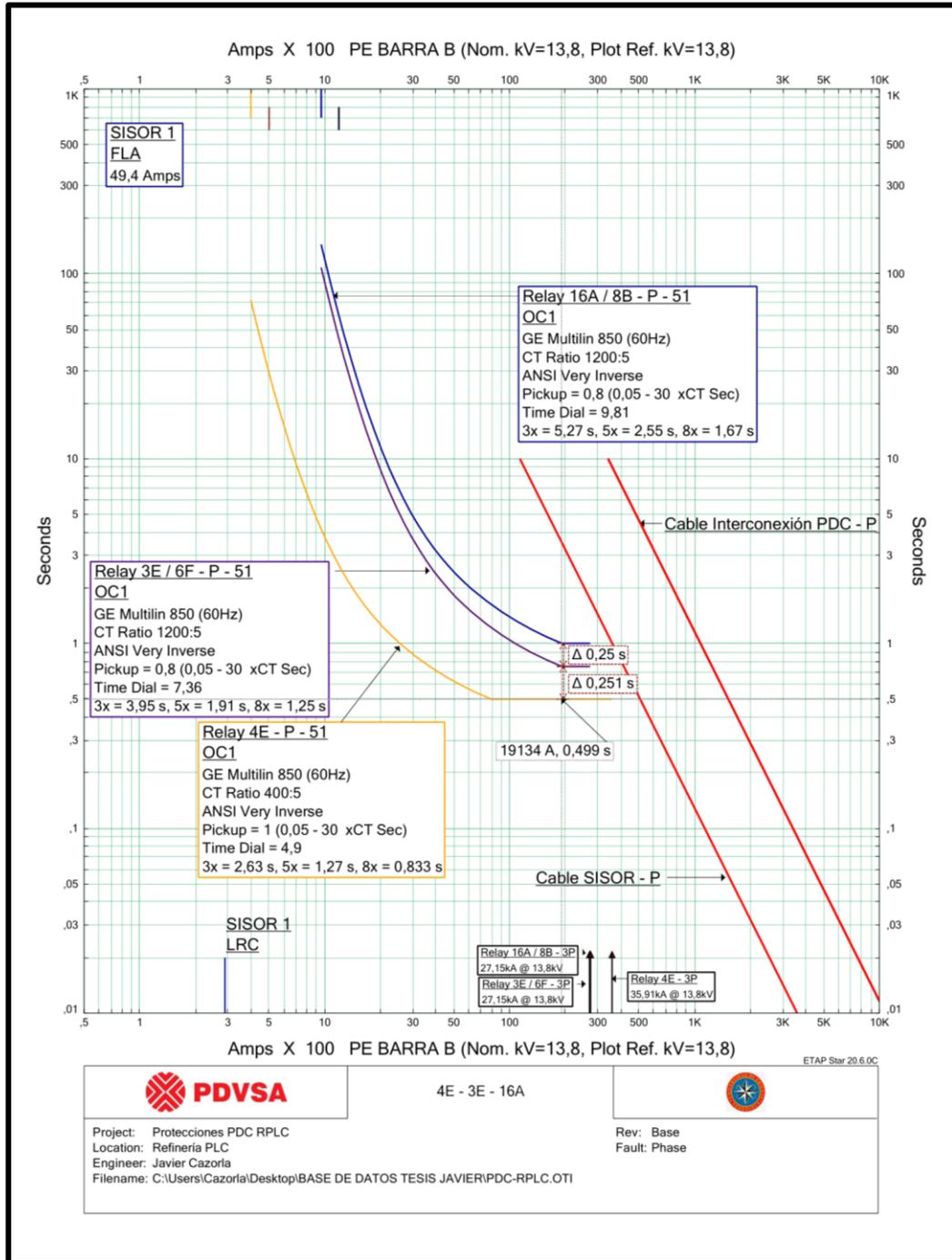


Figura 7.2. Gráfico de coordinación de fase – circuito 4E (Fuente propia, 2025).

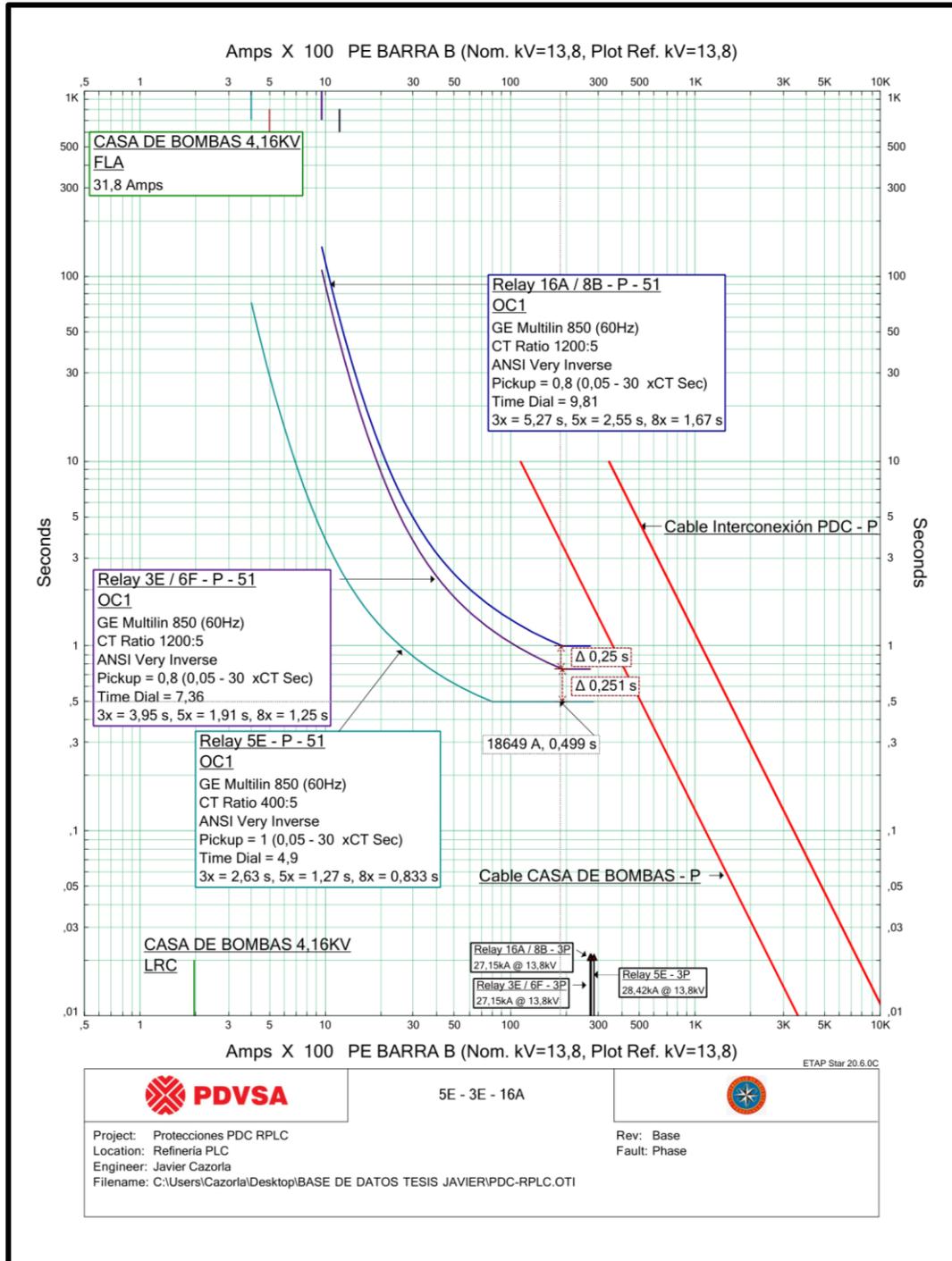


Figura 7.3. Gráfico de coordinación de fase – circuito 5E (Fuente propia, 2025).

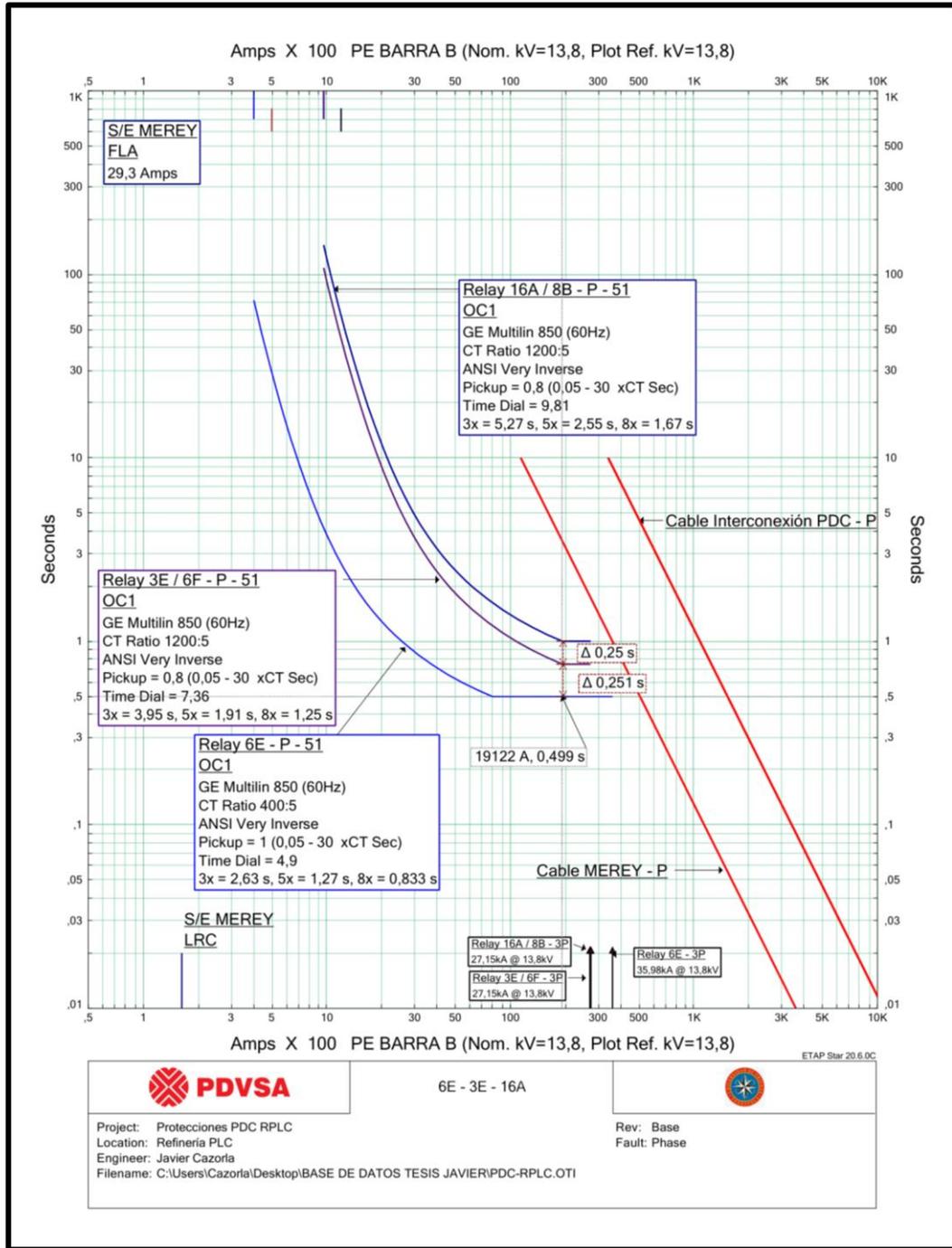


Figura 7.4. Gráfico de coordinación de fase – circuito 6E (Fuente propia, 2025).

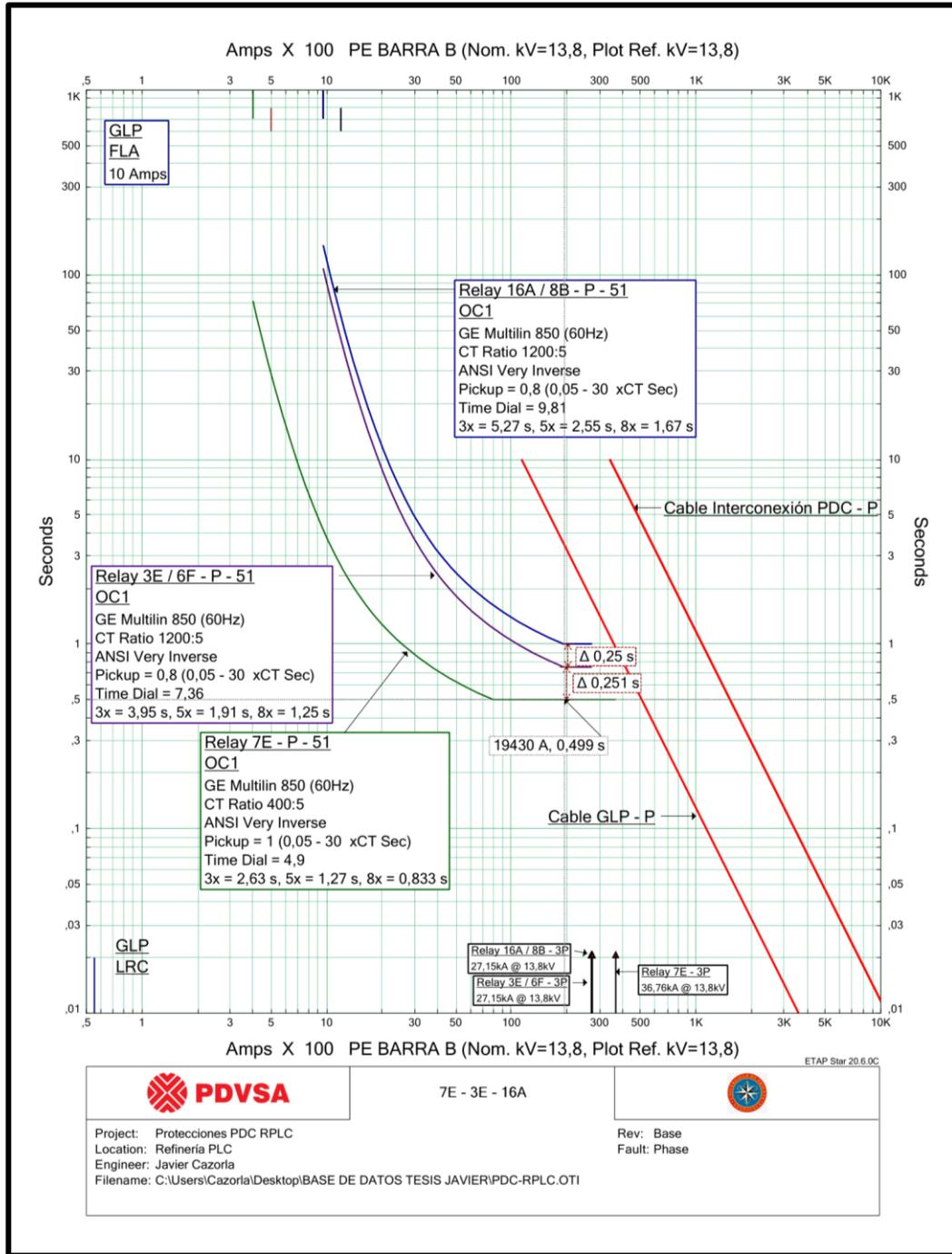


Figura 7.5. Gráfico de coordinación de fase – circuito 7E (Fuente propia, 2025).

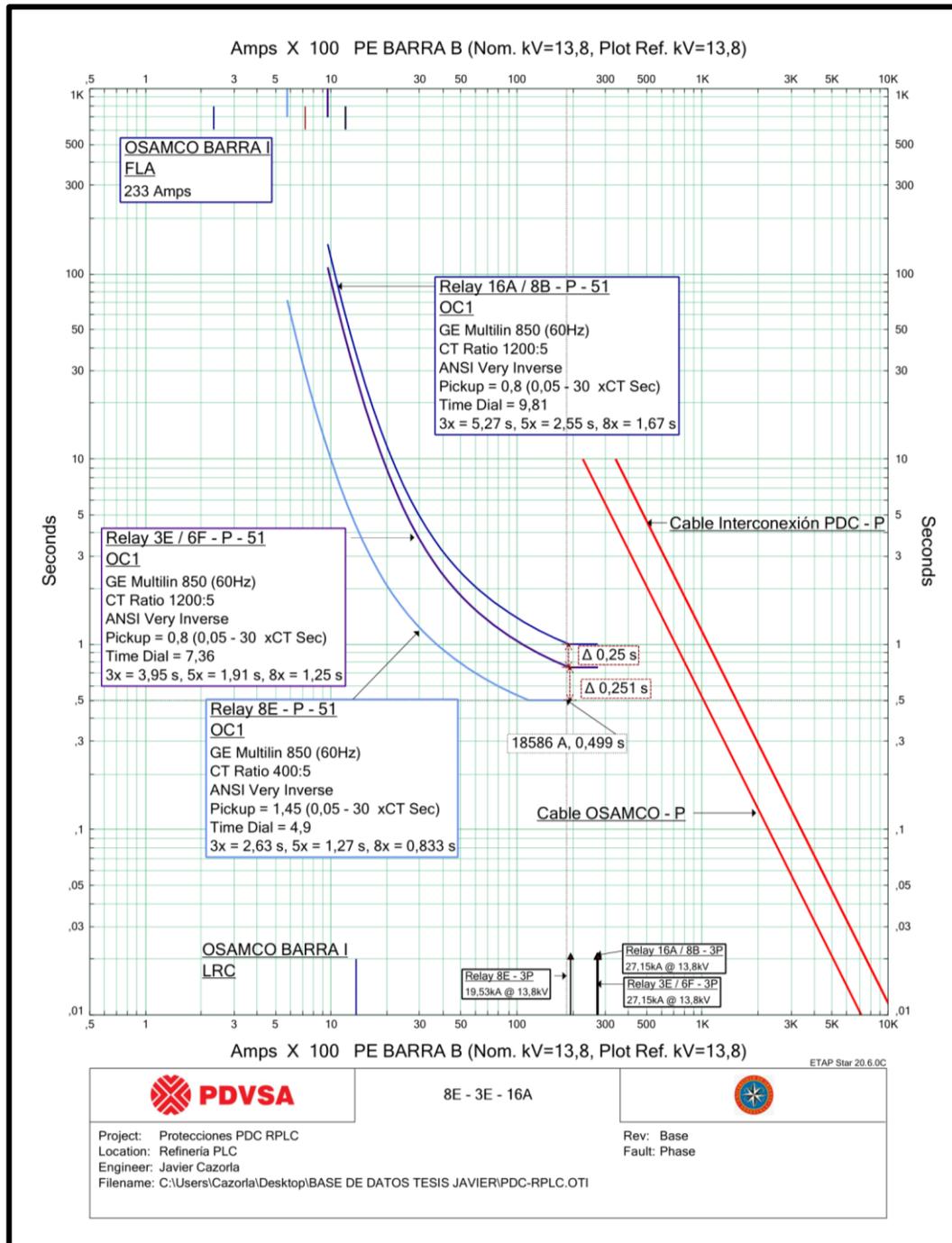


Figura 7.6. Gráfico de coordinación de fase – circuito 8E (Fuente propia, 2025).

7.4.2. Gráficos de coordinación de fase – circuitos de la barra F

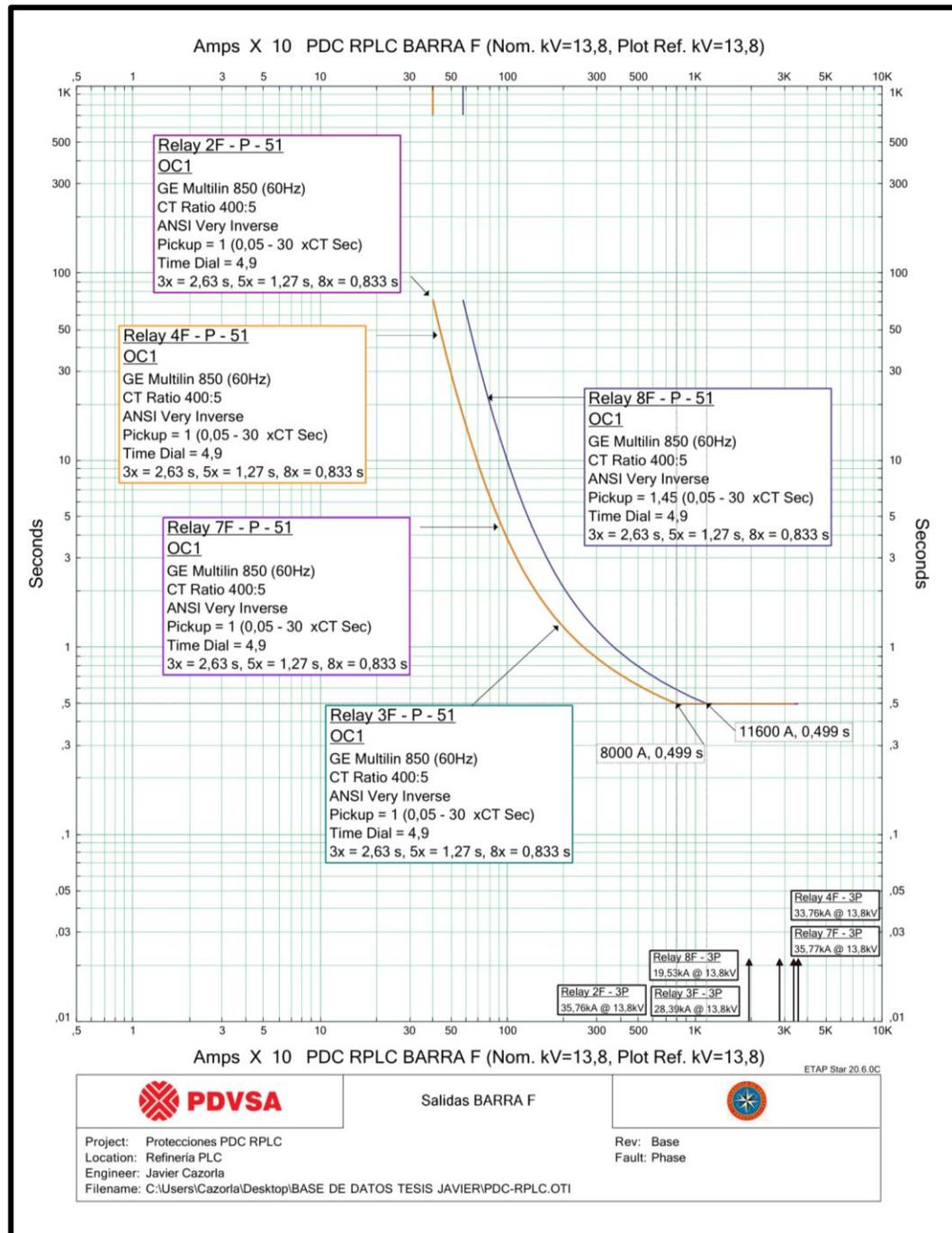


Figura 7.7. Gráfico de coordinación de fase - circuitos barra F (Fuente propia, 2025).

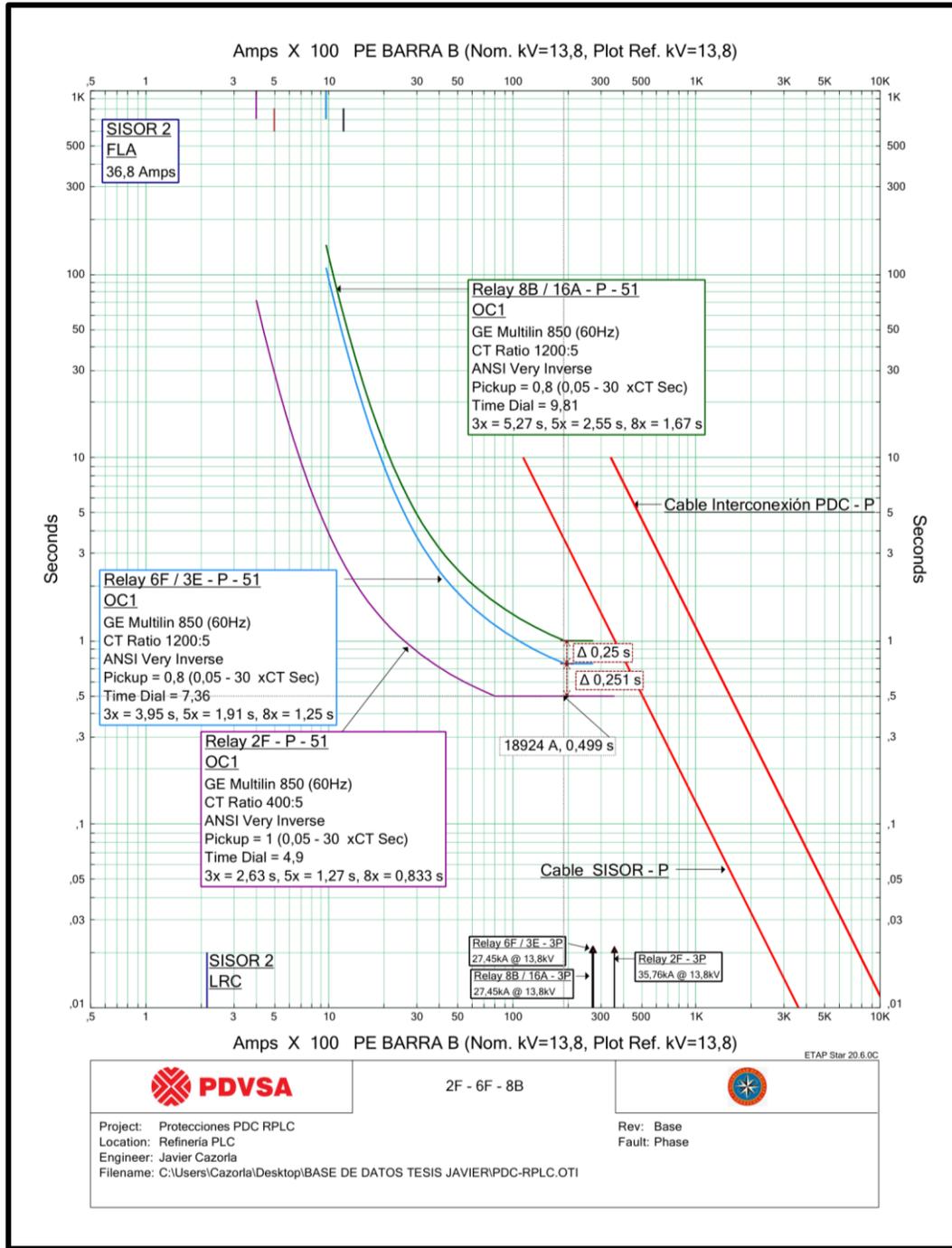


Figura 7.8. Gráfico de coordinación de fase – circuito 2F (Fuente propia, 2025).

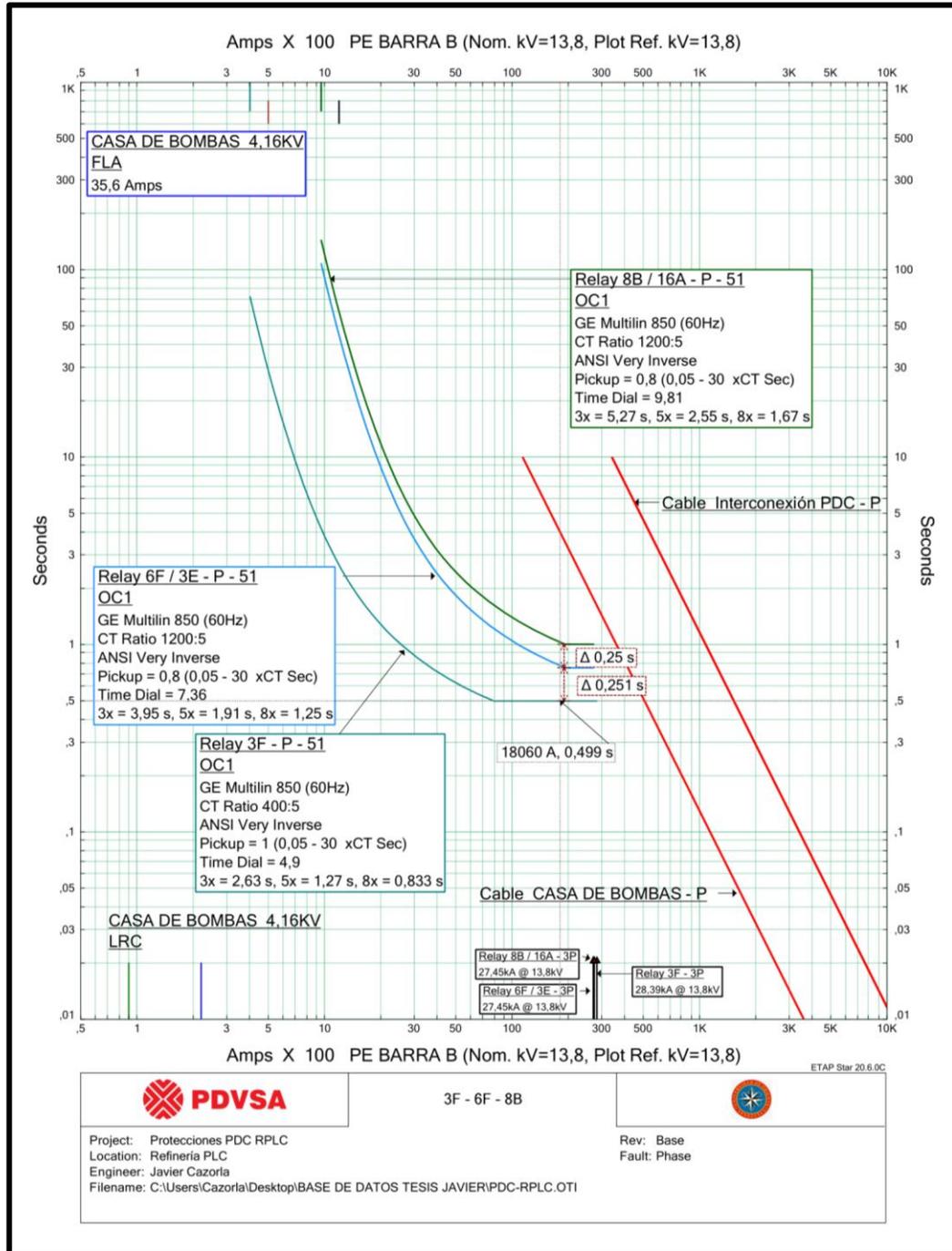


Figura 7.9. Gráfico de coordinación de fase – circuito 3F (Fuente propia, 2025).

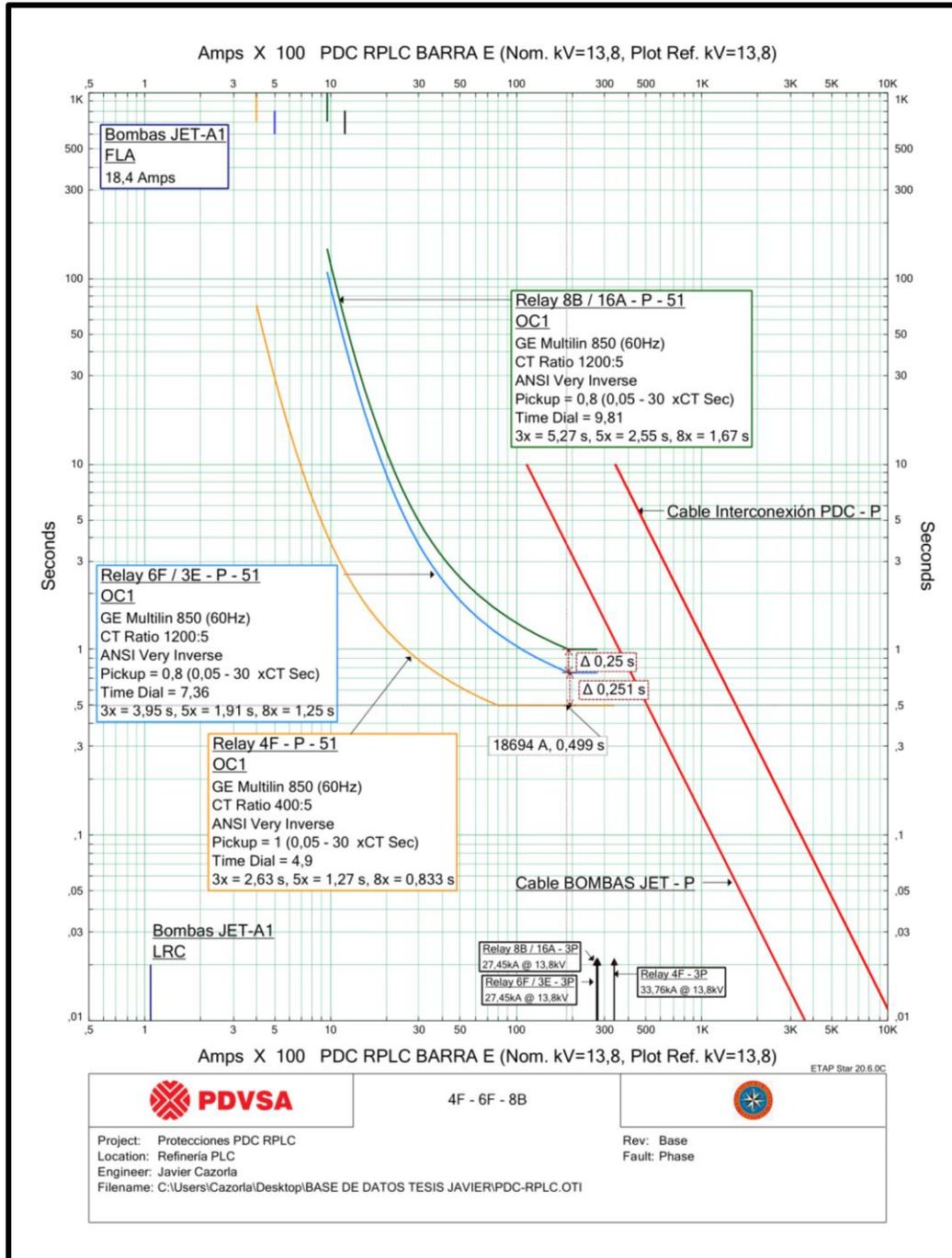


Figura 7.10. Gráfico de coordinación de fase – circuito 4F (Fuente propia, 2025).

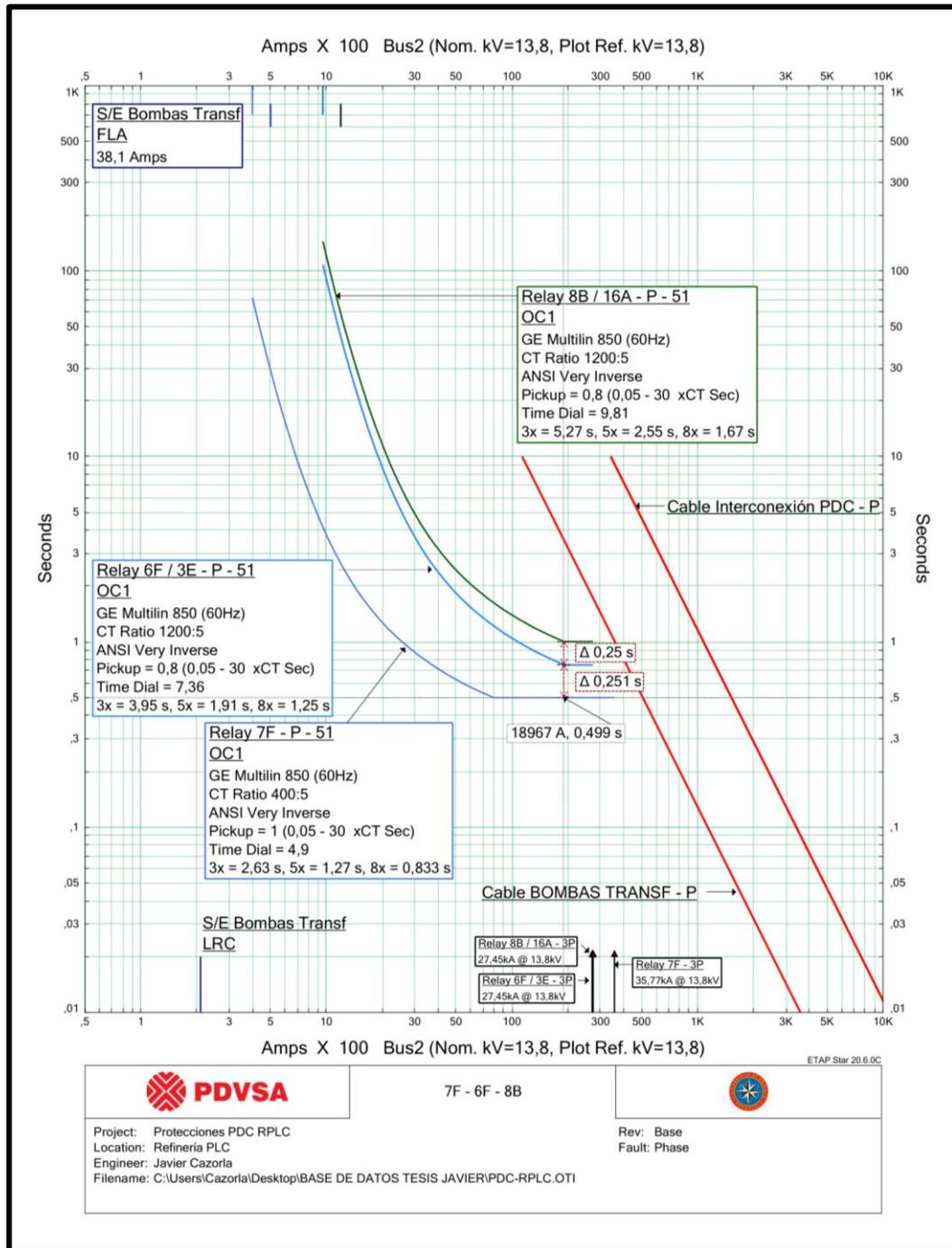


Figura 7.11. Gráfico de coordinación de fase – circuito 7F (Fuente propia, 2025).

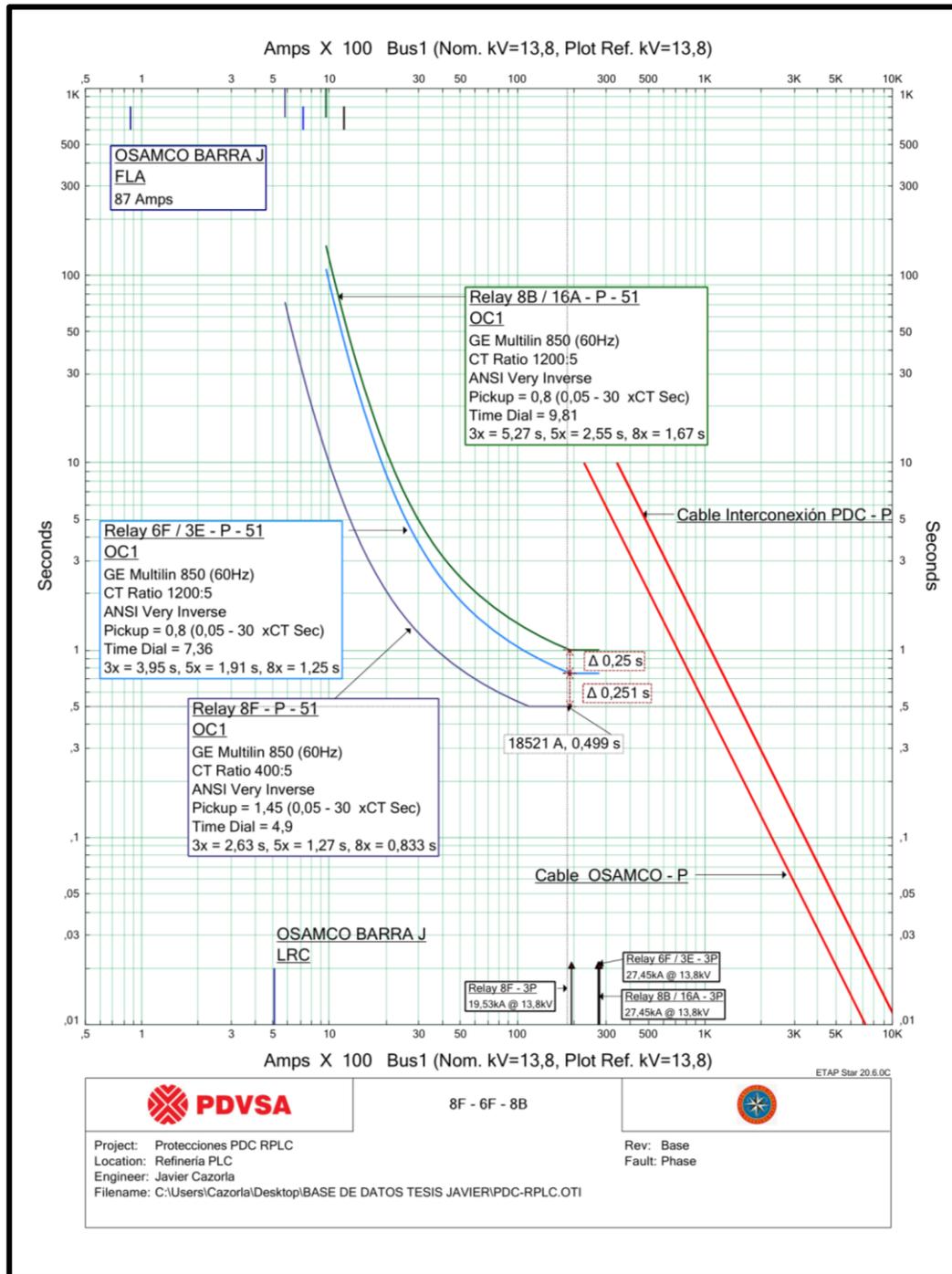


Figura 7.12. Gráfico de coordinación de fase – circuito 8F (Fuente propia, 2025).

En las figuras anteriores se puede apreciar que las curvas de operación de los dispositivos de protección de fase asociados a los circuitos del centro de distribución de potencia RPLC se encuentran ubicadas por encima de la corriente de carga de cada uno de los circuitos de salida, garantizando así el funcionamiento normal de las subestaciones aguas abajo del PDC y evitando disparos no deseados. De igual forma, dichas curvas de operación de los IED's se encuentran por debajo de la curva de daño de los conductores de potencia asegurando la integridad de los cables y de las barras del centro de distribución de potencia.

De la misma manera, en dichos gráficos de coordinación, también se observa selectividad con un diferencial de tiempo de 250 ms de todos los dispositivos de salida del PDC con respecto a los dispositivos de llegada.

7.4.3. Gráficos de coordinación de neutro – circuitos de la barra E

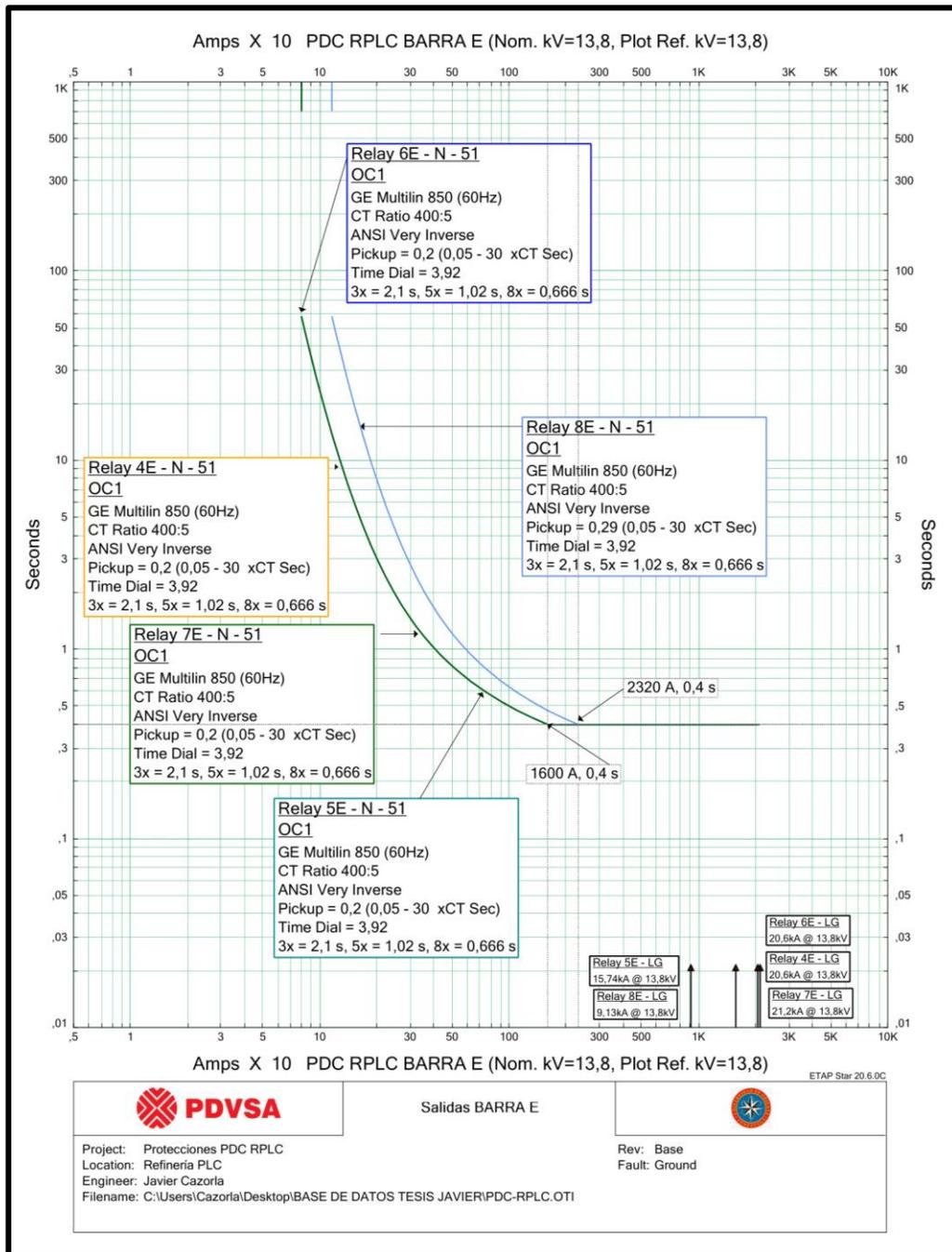


Figura 7.13. Gráfico de coordinación de neutro - circuitos barra E (Fuente propia, 2025).

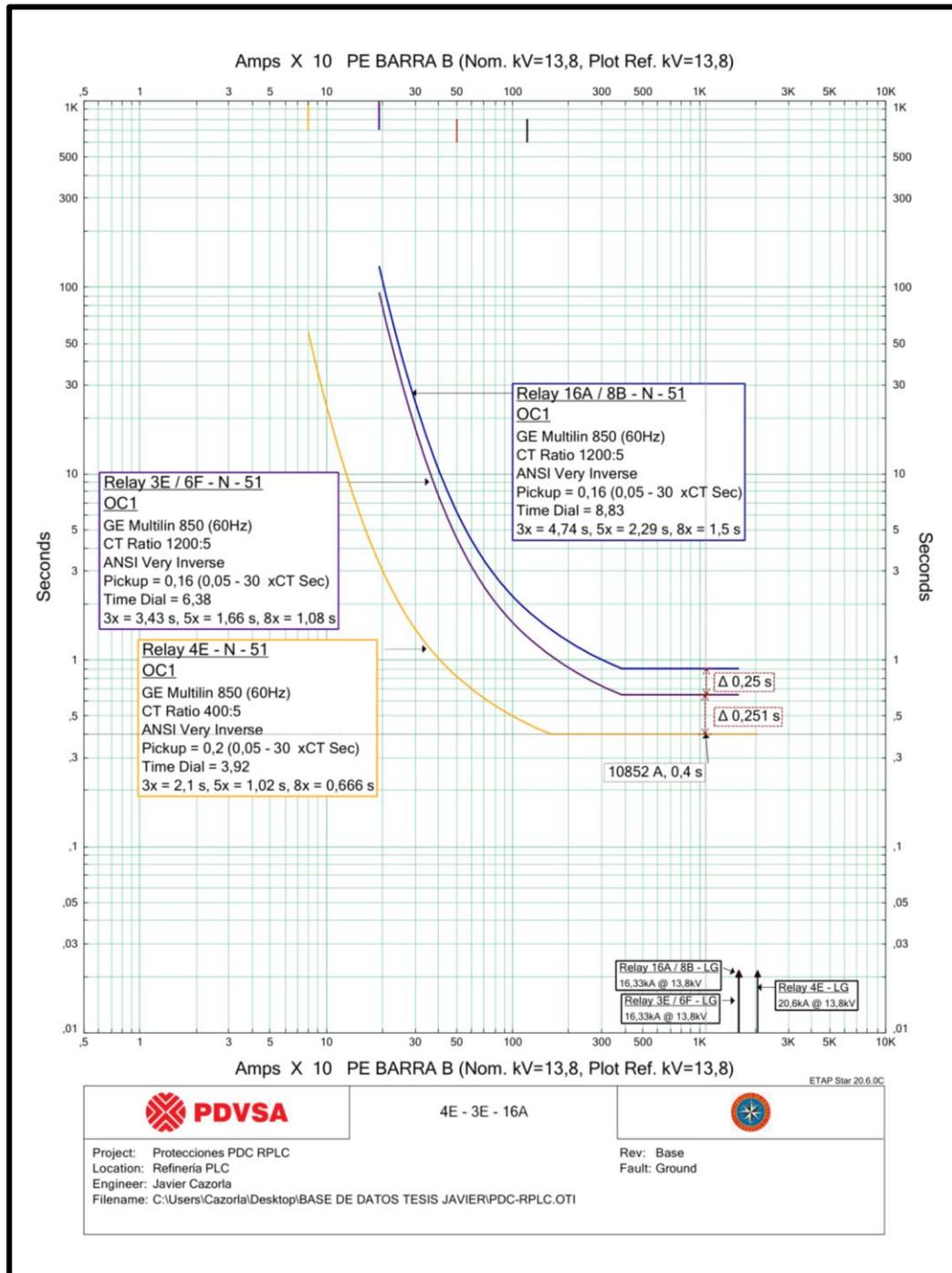


Figura 7.14. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 4E (Fuente propia, 2025).

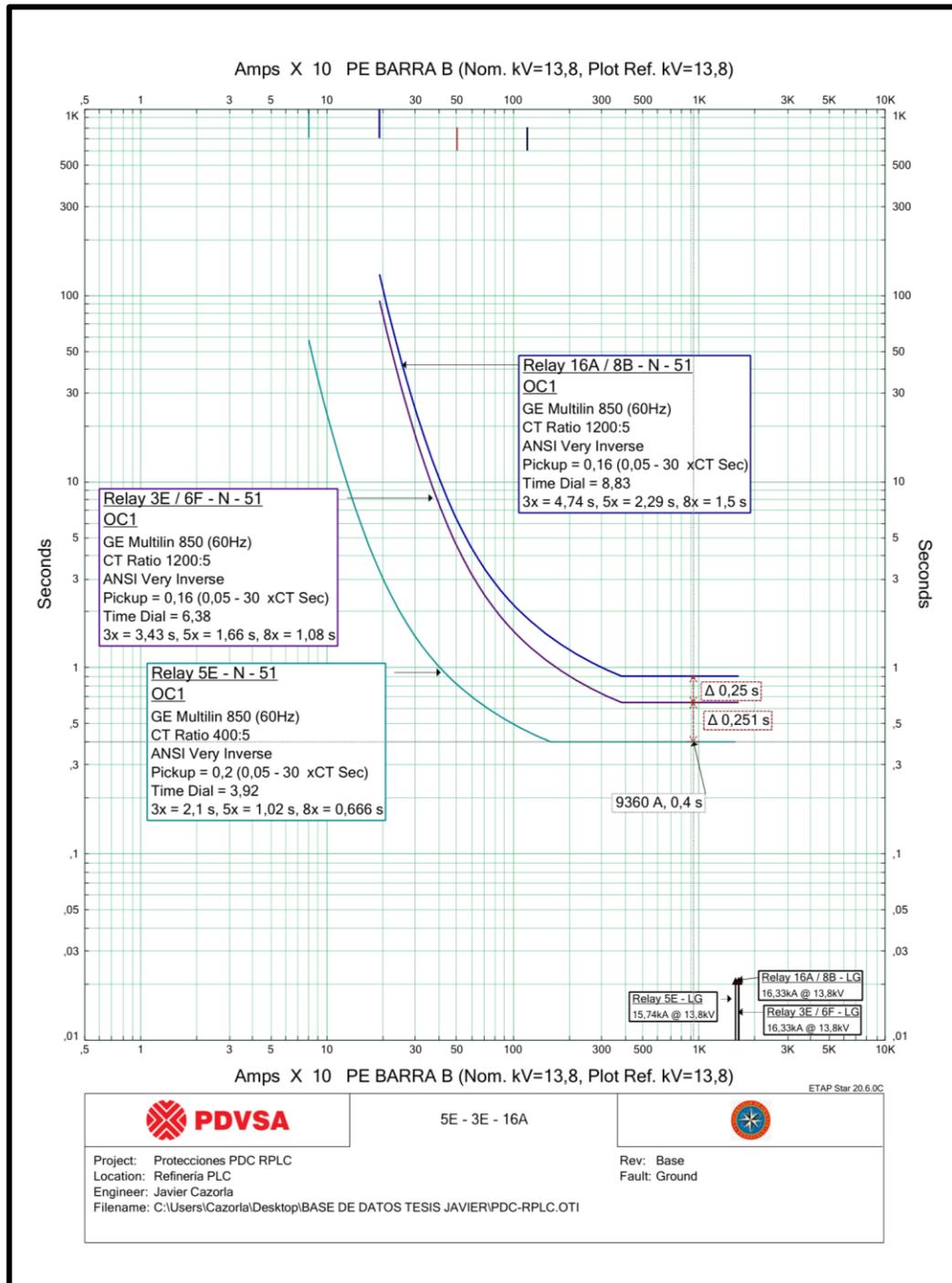


Figura 7.15. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 5E (Fuente propia, 2025).

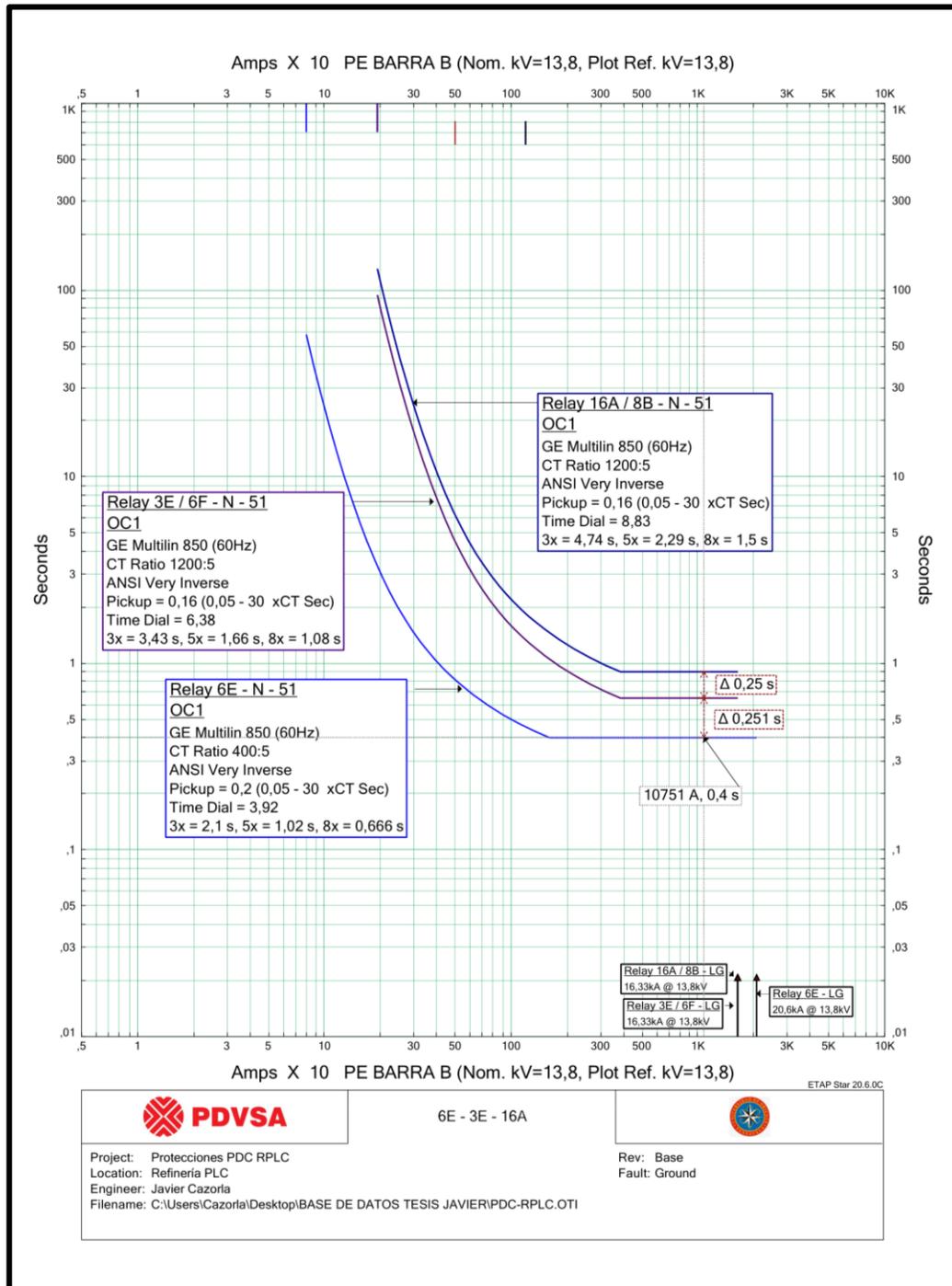


Figura 7.16. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 6E (Fuente propia, 2025).

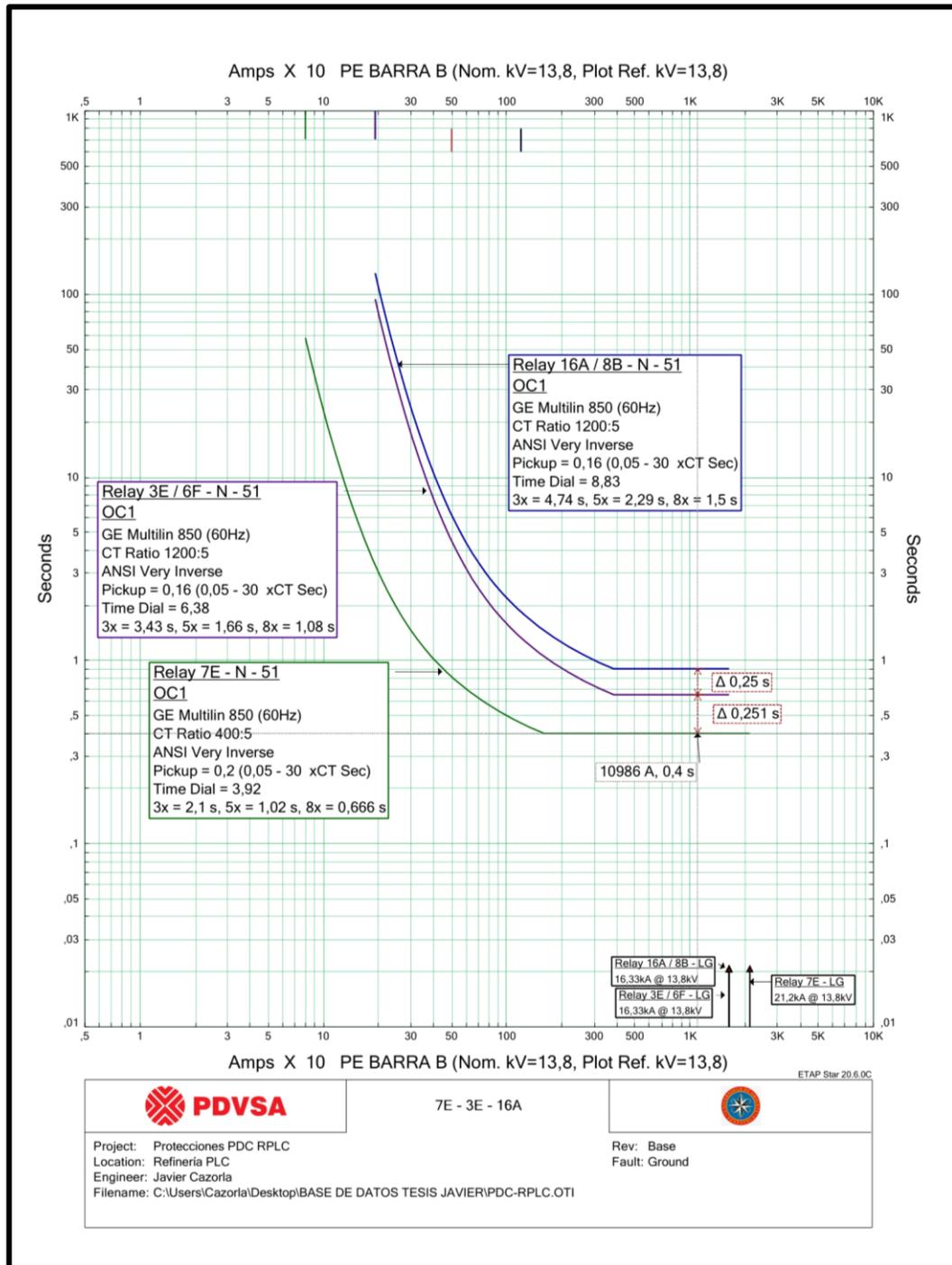


Figura 7.17. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 7E (Fuente propia, 2025).

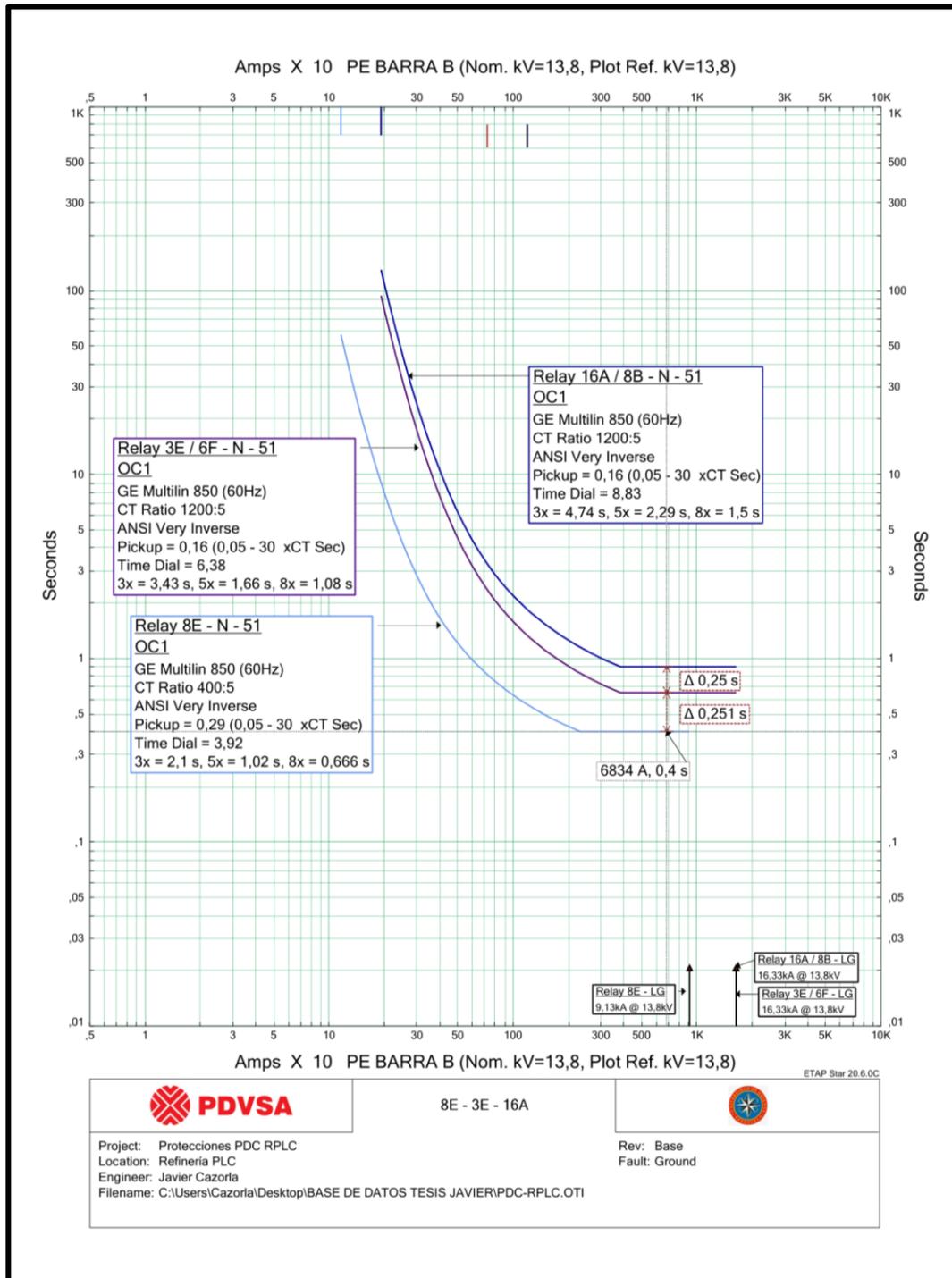


Figura 7.18. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 8E (Fuente propia, 2025).

7.4.4. Gráficos de coordinación de neutro – circuitos de la barra F

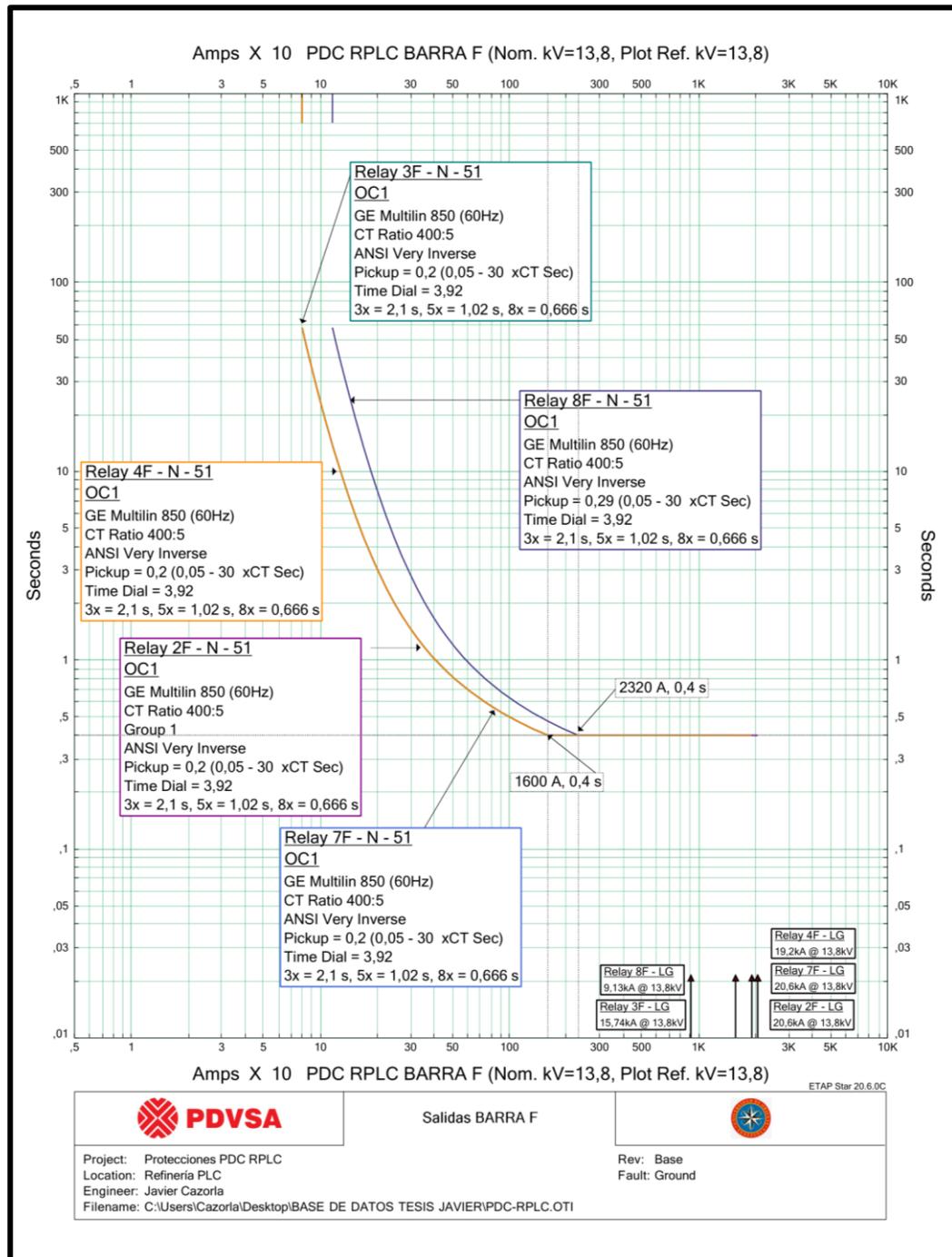


Figura 7.19. Gráfico de coordinación de neutro - circuitos barra F (Fuente propia, 2025).

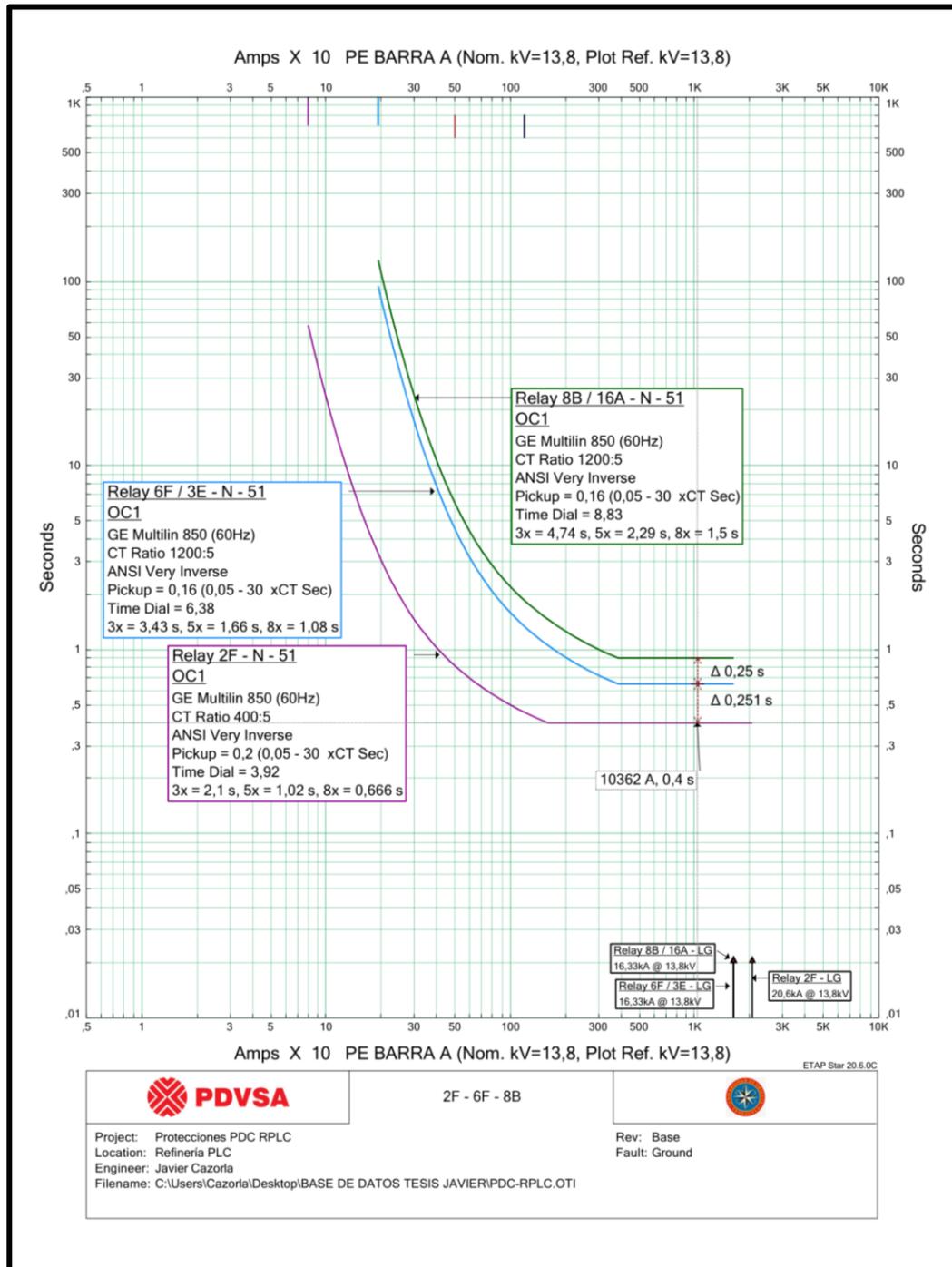


Figura 7.20. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 2F (Fuente propia, 2025).

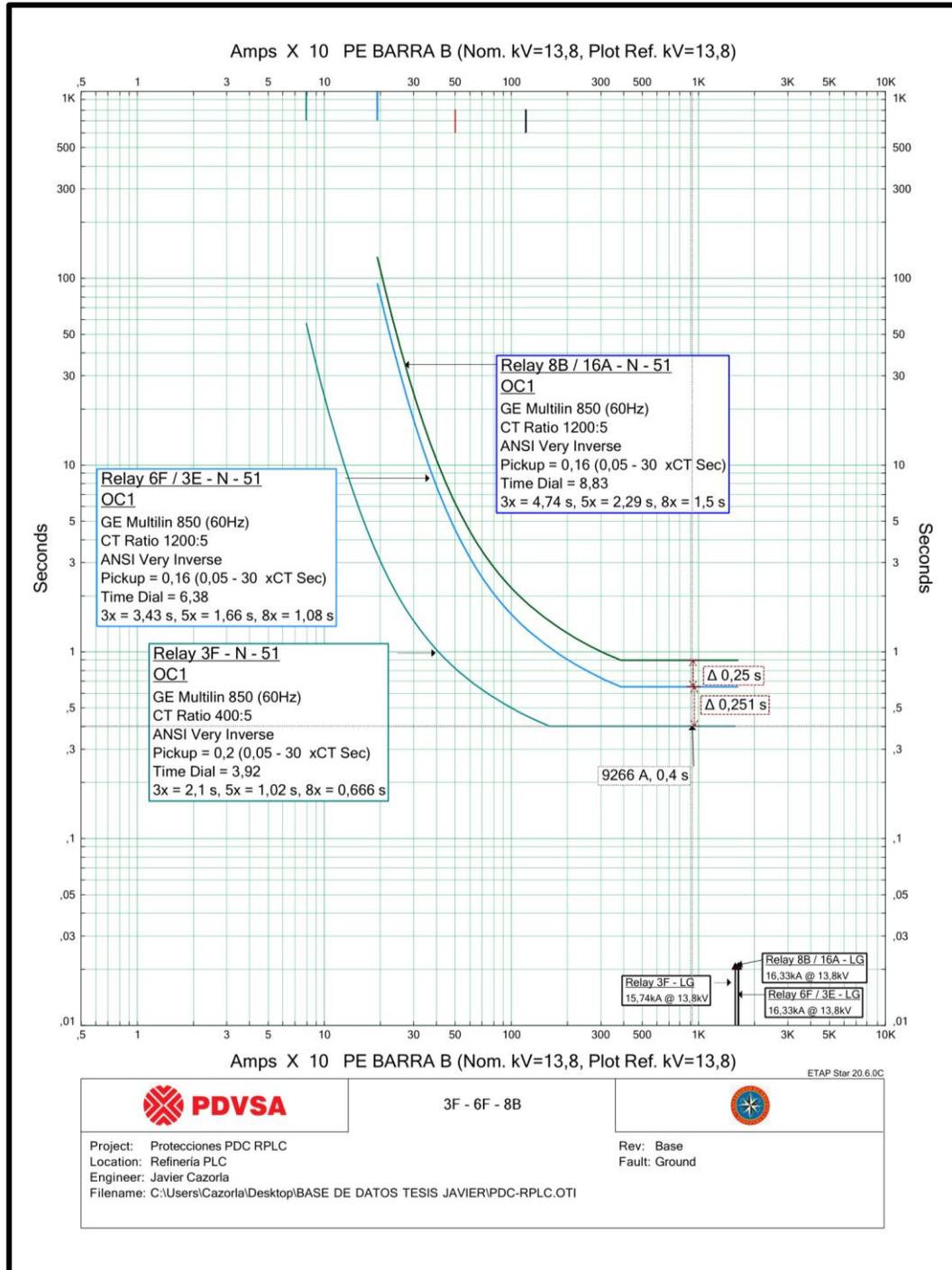


Figura 7.21. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 3F (Fuente propia, 2025).

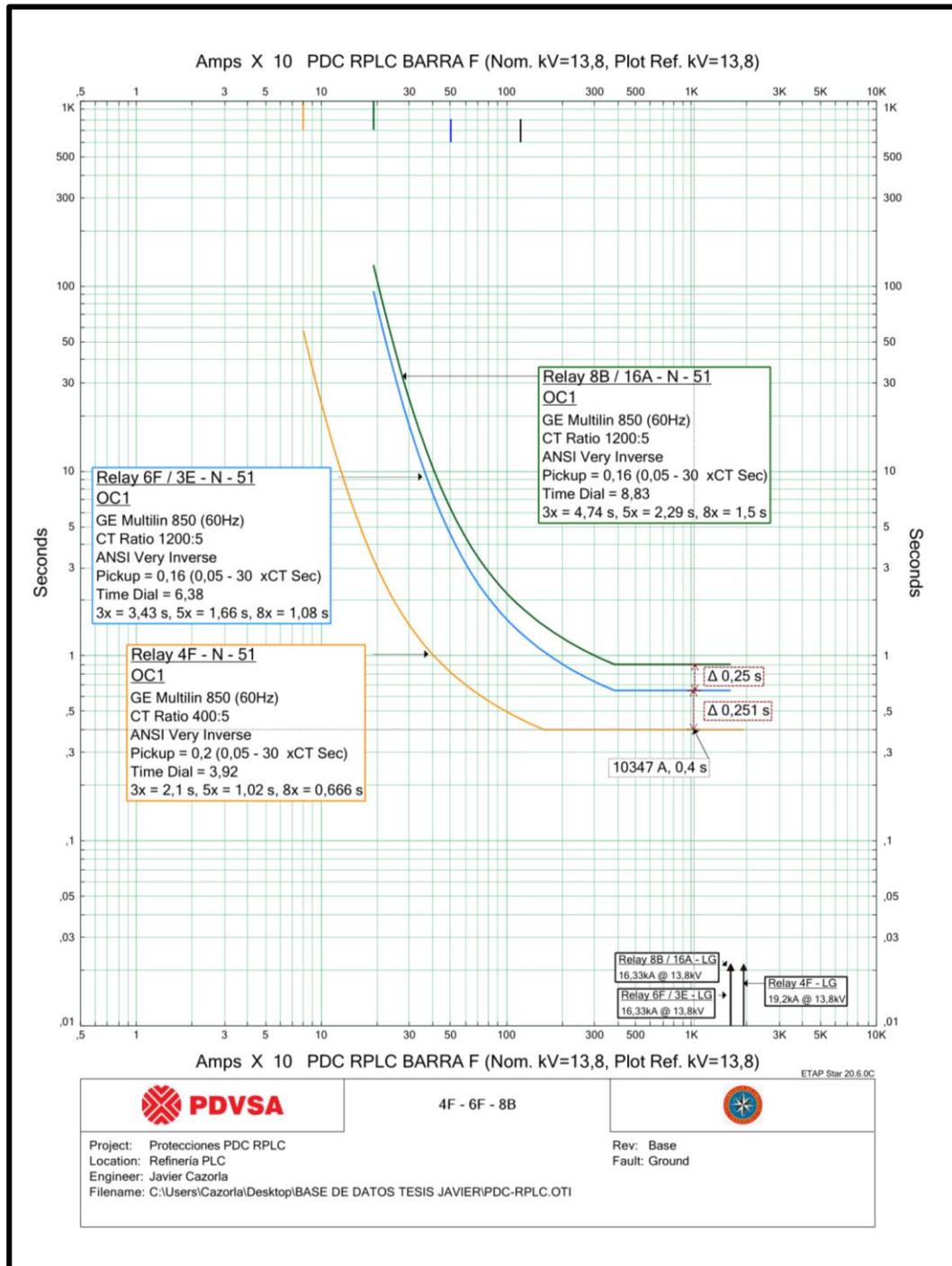


Figura 7.22. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 4F (Fuente propia, 2025).

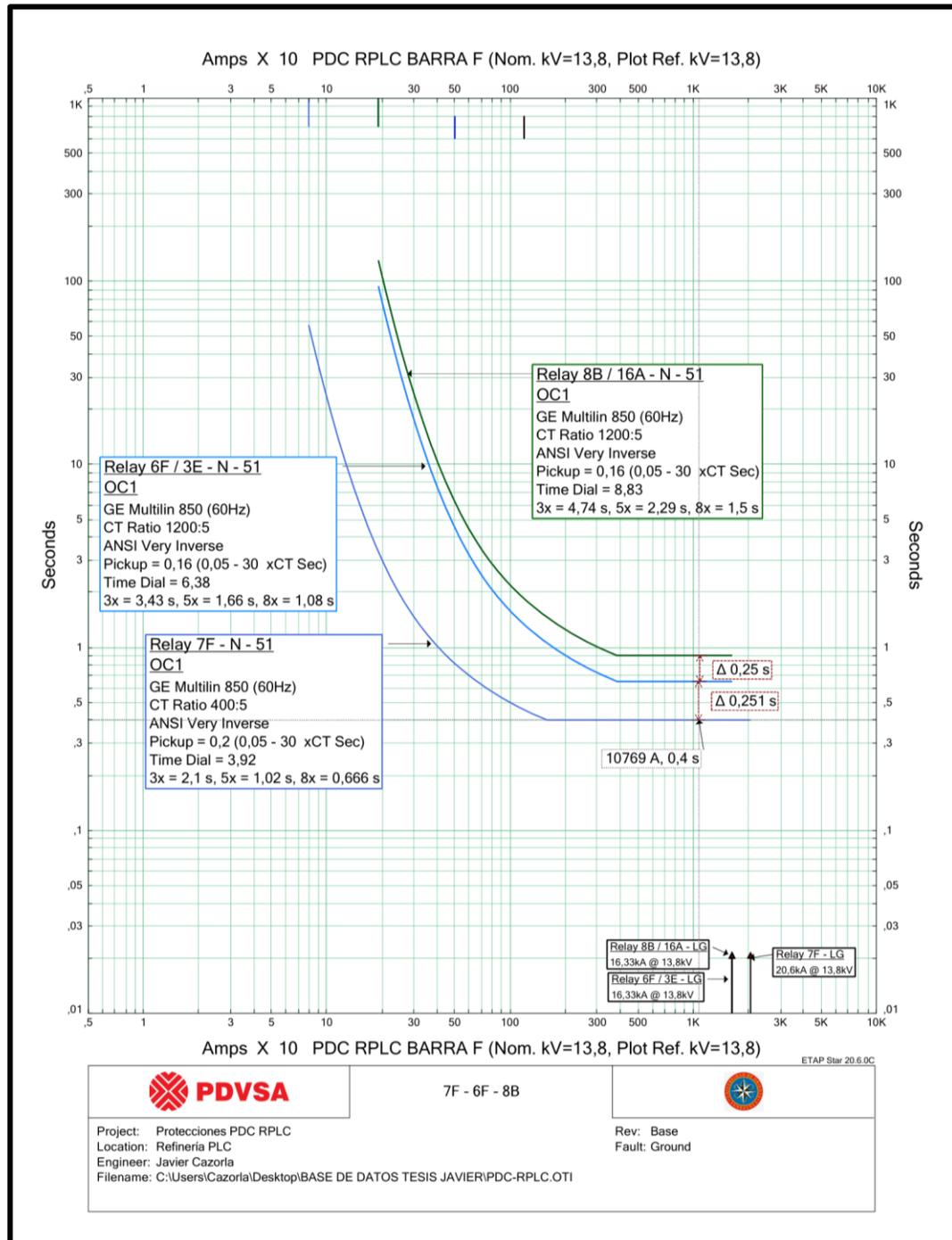


Figura 7.23. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 7F (Fuente propia, 2025).

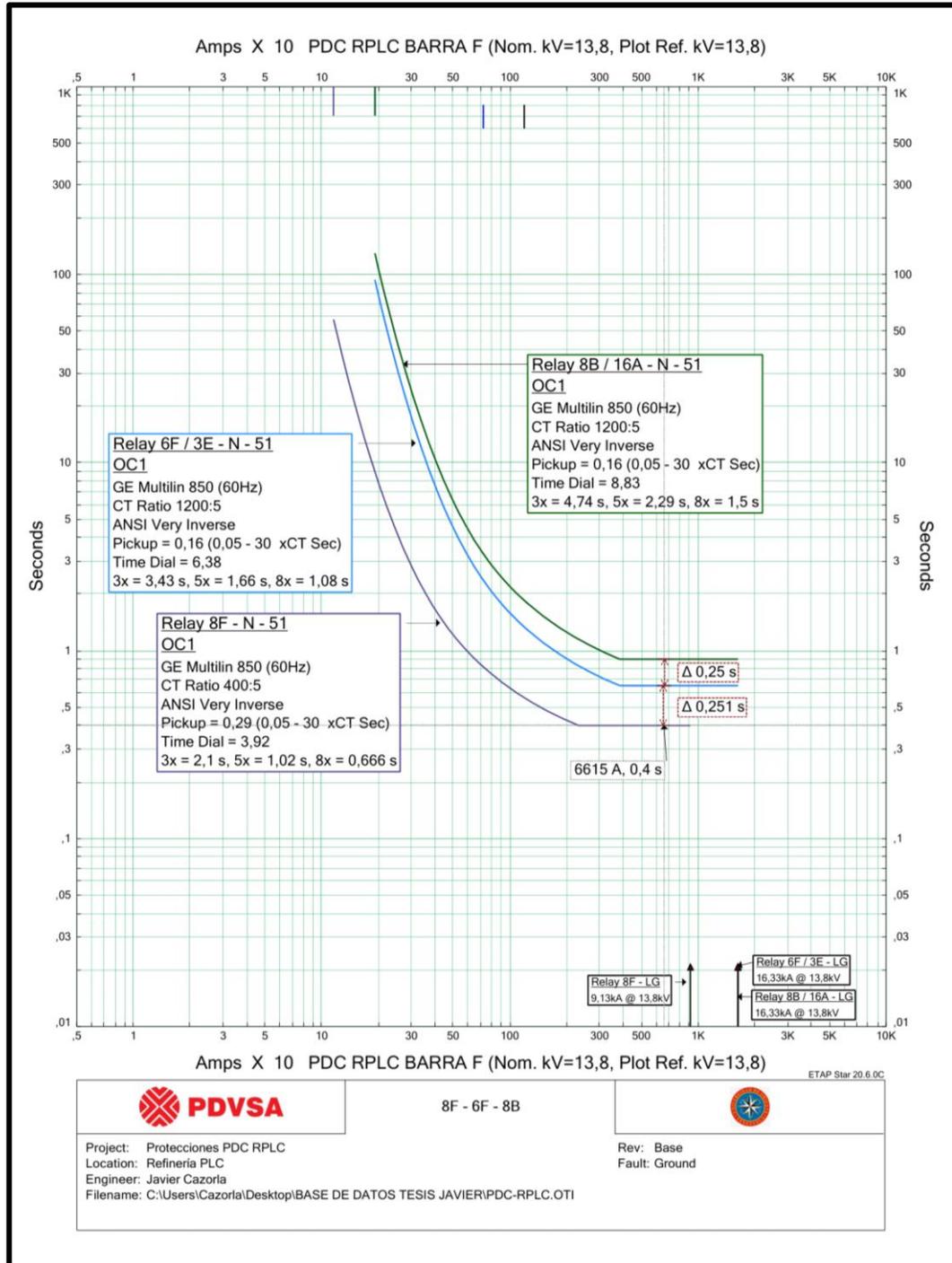


Figura 7.24. Gráfico de coordinación de neutro – circuito 8F (Fuente propia, 2025).

En las figuras anteriores se observa que las curvas de operación de los dispositivos de protección de neutro correspondientes a los circuitos del centro de distribución de potencia RPLC se sitúan por encima de la corriente de desbalance máxima esperada para cada circuito de salida. Esto asegura la operación continua de las subestaciones conectadas aguas abajo del PDC durante condiciones normales de desbalance y evita actuaciones innecesarias de la protección de neutro.

Posteriormente, al igual que en los gráficos de coordinación de fase, se logra apreciar un diferencial de tiempo de 250 ms entre dispositivos sucesivos asegurando la selectividad de estos elementos ante posibles fallas a tierra.

CONCLUSIONES

- ❖ Dada la criticidad del centro de distribución de potencia RPLC, este proyecto subraya la necesidad de una modernización integral de su sistema de protecciones para fortalecer significativamente la confiabilidad del suministro eléctrico a toda la refinería.
- ❖ Los esquemas de protección presentados fueron directamente aplicados en el proceso de selección de los nuevos dispositivos electrónicos inteligentes a instalar en el sistema de protecciones del centro de distribución de potencia RPLC.
- ❖ En el estudio de flujo de potencia se pudo apreciar que los perfiles de voltaje de las barras principales del sistema eléctrico asociado a la interconexión entre la subestación Planta Eléctrica y el centro de distribución de potencia RPLC se mantienen dentro de los rangos de calidad de servicio especificados en la norma ANSI C84.1 para los escenarios de operación propuestos; garantizándose de esta forma el suministro de energía a las cargas conectadas al PDC.
- ❖ Con el estudio de cortocircuito se obtuvo la máxima corriente de interrupción para ser utilizada en el cálculo de los ajustes de tiempo de las curvas de operación de los dispositivos de protección de fase y de neutro, los cuales garantizan los márgenes de coordinación establecidos entre dispositivos consecutivos. Además, con este estudio se logró apreciar que los niveles de cortocircuito en las barras de la S/E Planta Eléctrica y del centro de distribución de potencia RPLC son excedidos en caso de fallas trifásicas cuando el enlace de barras 17A está cerrado, lo que resalta la importancia de la modernización propuesta.
- ❖ Mediante la matriz de evaluación técnica, utilizando el método de Pugh, se determinó que el modelo Multilin 850 de General Electric es la opción óptima para los nuevos relés de protección de alimentadores y barras, pues cumple con los criterios

especificados ofreciendo un alto rendimiento en protección, control y administración del sistema.

❖ La coordinación de protecciones realizada en el sistema eléctrico del centro de distribución de potencia RPLC, permitió que los ajustes determinados para las funciones de sobrecorriente temporizada de fase y de neutro brinden selectividad en su actuación, garantizándose los márgenes de coordinación necesarios para una operación confiable ante fallas.

RECOMENDACIONES

- ❖ Realizarle mantenimiento y/o reemplazo a los transformadores de corriente pertenecientes al centro de distribución de potencia RPLC para garantizar una medición adecuada.
- ❖ Llevar a cabo acciones de mantenimiento a los interruptores de potencia que se encuentran en el centro de distribución de potencia RPLC para garantizar un despeje de falla satisfactorio.
- ❖ Elaborar un estudio de coordinación de protecciones en todas las subestaciones aguas abajo del centro de distribución de potencia RPLC, con la finalidad de ajustar los tiempos de operación de los dispositivos de protección asociados a las mismas, con respecto a los nuevos tiempos de operación de los IED's del centro de distribución de potencia RPLC.
- ❖ Efectuar pruebas de inyección de corriente primaria y secundaria para validar el correcto funcionamiento de los tiempos de operación de los relés de protección.

BIBLIOGRAFÍA

ANSI/IEEE (2005). C37.90-2005. Standard for Relays and Relay Systems Associated with Electric Power Apparatus. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.

ANSI (2006). C84.1-2006. American National Standard for Electric Power Systems and Equipment - Voltage Rating (60 Hertz). USA: National Electrical Manufacturers Association.

Arreaza, E. (2022). *Modernización de las Protecciones del Sistema Eléctrico en 13,8 kV y 2,4 kV de la Unidad DA-3 de PDVSA Refinería El Chaure*. (Tesis de grado). Universidad De Oriente. Venezuela.

Astudillo, M. (2013). *Coordinación de protecciones de la subestación y centro de control de motores asociado a la planta río Neverí de PDVSA*. (Tesis de grado). Universidad De Oriente. Venezuela.

Barrantes, J. (2014). *Estudio de cortocircuito y coordinación de Protecciones en CVG ALUNASA*. Tesis de grado. Universidad Rodrigo Facio, Costa Rica.

Enríquez, G. (2005). *Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas* (1^{era} edición). México: Limusa.

Figuroa, J. (2016). *Protección de Sistemas Eléctricos*. Instituto Universitario Politécnico "Santiago Mariño" - Sede Barcelona.

General Electric (2016). *GE Multilin 850 Feeder Protection System instruction manual*. Recuperado de: <https://docs.ips.us/docs/W1002151.pdf>

González, F. (2006). *Flujo de Potencia*. Recuperado de: https://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Capitulo3.pdf.

Hernández, A. (2024). *Evaluación del sistema eléctrico del Complejo Refinador Oriente (C.R.O) de PDVSA con la incorporación de la Unidad de Destilación al Vacío (U.D.V)*. (Tesis de grado). Universidad De Oriente. Venezuela.

IEEE (2001). Std C37.100. *Standard Definitions for Power Switchgear*. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.

Mesa, J. (2012). *Generalidades en Subestaciones*. Recuperado de: <https://subestacion.files.wordpress.com/2012/03/substations.pdf>.

Navarrete, M. (2018). *Coordinación de Protecciones en el patio de 34.5 kV de la Subestación "A" de la refinería Puerto La Cruz*. (Tesis de grado). Universidad De Oriente. Venezuela.

Ramírez, S. (2003). *Protección de sistemas eléctricos*. Universidad Nacional de Colombia - Sede Manizales.

Schneider Electric. (2003). *Protecciones Eléctricas en MT*. Centro de Formación Schneider. España.

Vázquez, E. (2004). *Manual de Protecciones en Sistemas Eléctricos de Potencia*. Maracaibo, Venezuela. Instalaciones de ESPOIL Consultant.

Velásquez, M. (2016). *Evaluación del sistema de protecciones correspondiente a los turbogeneradores y sus transformadores en una planta de generación*. (Tesis de grado). Universidad De Oriente. Venezuela.

Villarroel, A. (2018). *Coordinación de las Protecciones Eléctricas de la Subestación a 13,8 kV de una Refinería*. (Tesis de grado). Universidad De Oriente. Venezuela.

ANEXOS

ANEXO A

Reportes del estudio de flujo de potencia

ANEXO B

Reportes del estudio de cortocircuito

ANEXO C

Gráficos de coordinación de fase

ANEXO D

Gráficos de coordinación de neutro

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO**

TÍTULO	PROPUESTA DE MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES EN 13,8 KV ASOCIADO A LA INTERCONEXIÓN ENTRE PLANTA ELÉCTRICA Y EL CENTRO DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA DE LA REFINERÍA PUERTO LA CRUZ DE PDVSA.
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CVLAC / E MAIL
Cazorla Espinoza Javier Alexander	CVLAC: 28.279.326 E MAIL: javiercazorlaespinoza@gmail.com

PALABRAS O FRASES CLAVE:

Relé de Protección
Modernización
Flujo de Potencia
Cortocircuito
Esquemas de Protección
Matriz de Evaluación Técnica
Coordinación de Protecciones

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÁREA	SUBÁREA
Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Departamento de Electricidad

RESUMEN (ABSTRACT):

En el presente trabajo se realizó un estudio para modernizar el sistema de protecciones en 13,8 kV perteneciente al centro de distribución de potencia RPLC en la refinería Puerto La Cruz de PDVSA. Para la ejecución de este trabajo, se describió el sistema eléctrico de la refinería Puerto La Cruz haciendo énfasis especial en el centro de distribución de potencia RPLC, describiendo cada uno de sus circuitos asociados y sus dispositivos de protección existentes junto con sus correspondientes ajustes para posteriormente definir los nuevos esquemas de protección de barras y alimentadores, así como de transformadores y motores. Además, se realizó un estudio de flujo de potencia y de cortocircuito, para obtener los perfiles de voltaje del sistema eléctrico bajo diferentes configuraciones y conocer las máximas corrientes de carga de cada circuito, así como los niveles de cortocircuito en las principales barras del sistema, todo esto empleando la herramienta computacional ETAP. Seguidamente, utilizando el método de Pugh, se elaboró una matriz de selección para elegir los dispositivos electrónicos inteligentes que formarán parte del nuevo sistema de protecciones del centro de distribución de potencia RPLC. Finalmente, gracias a los datos recopilados, se determinaron los nuevos ajustes de las funciones de sobrecorriente temporizada de fase y neutro a implementar en los dispositivos electrónicos inteligentes seleccionados y así realizar una coordinación de protecciones eficiente y selectiva ante posibles fallas, que logre garantizar la seguridad del personal y la integridad de los equipos asociados al sistema.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E MAIL				
	ROL	CA	AS (X)	TU	JU
Brum Jesús	ORCID				
	CVLAC:	26.789.847			
	E MAIL	engjbrum@gmail.com			
	E MAIL	profejesusbrum@gmail.com			
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
Gil Nelson	ORCID				
	CVLAC:	12.267.925			
	E MAIL	nelsongil211@gmail.com			
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)
Méndez Adriana	ORCID				
	CVLAC:	16.064.183			
	E MAIL	mendezadriana82@gmail.com			
	ROL	CA	AS	TU	JU (X)

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2025 AÑO	Junio MES	09 DÍA
-------------	--------------	-----------

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
NAZTTG_CEJA2025	Aplicación/MSword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS:

ALCANCE:

ESPACIAL: inespacial _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: intemporal _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero electricista

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

AREA DE ESTUDIO:

Departamento de electricidad

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente/Núcleo de Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN° 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda "SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009".

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR *Mazuly*
FECHA 05/08/09 HORA 5:20

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

Juan A. Bolaños Cunele
JUAN A. BOLANOS CUNELE
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/maruja

Apartado Correos 094 / Telfs: 4008042 - 4008044 / 8008045 Telefax: 4008043 / Cumaná - Venezuela

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado (Vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009):

“Los Trabajos de grado son de exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participará al Consejo Universitario, para su autorización”

Javier A. Cazorla E.
AUTOR

Prof. Jesús Brum
TUTOR

Prof. Nelson Gil
JURADO

Prof. Adriana Méndez
JURADO

Prof. Héctor León
COORDINADOR DE LA
COMISIÓN